



**TESE DE DOUTORADO**

**ESTUDO DA NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS  
BILATERAIS DE ENERGIA EM SISTEMAS  
PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICOS**

**Juan Carlos Mateus Sánchez**

**Brasília, novembro de 2008**





**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DA NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS  
BILATERAIS DE ENERGIA EM SISTEMAS  
PREDOMINANTEMENTE HIDRAÚLICOS**

**JUAN CARLOS MATEUS SÁNCHEZ**

**ORIENTADOR: PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO**

**TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD - 031/08**

**BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO – 2008**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia

TESE DE DOUTORADO

**ESTUDO DA NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS  
BILATERAIS DE ENERGIA EM SISTEMAS  
PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICOS**

**Juan Carlos Mateus Sánchez**

Texto submetido como requisito para obtenção  
do título de Doutor em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora**

Prof. Pablo Eduardo Cuervo, UnB/EnE (Orientador) \_\_\_\_\_

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/EnE \_\_\_\_\_

Prof. Secundino Soares Filho, Unicamp \_\_\_\_\_

Prof. Edvaldo Alves de Santana, UFSC – ANEEL \_\_\_\_\_

Prof. Francisco Damasceno Freitas, UnB/EnE \_\_\_\_\_

Prof. Alessandra Macedo de Souza, UnB/EnE \_\_\_\_\_

## FICHA CATALOGRÁFICA

### **MATEUS SÁNCHEZ, JUAN CARLOS**

Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas predominantemente hidráulicos. Distrito Federal 2008.

xxiv, 103p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor em Engenharia Elétrica, 2008). Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Contratos Bilaterais de compra e venda de energia.
2. Gerenciamento de Riscos em mercados de eletricidade.
3. Simulações de Monte Carlo.
4. Otimização de Carteiras em Mercados de Energia

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MATEUS SÁNCHEZ, J. C. (2008). Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas predominantemente hidráulicos. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Publicação PPGENE.TD-031/08. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília DF, 103p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Juan Carlos Mateus Sánchez

TÍTULO: Estudo da Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Sistemas predominantemente hidráulicos.

GRAU: Doutor ANO: 2008

É Concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Juan Carlos Mateus Sánchez

E-mail: juancarlosmateus@yahoo.com

QND 8, casa 2, Taguatinga Norte

72120-080 – Brasília – Brasil.

Calle 12C N° 71C-30, Torre 2, Apto. 1101.

Torres de Villa Alsacia. Bogotá DC, Colombia.



## **Dedicatória**

*À minha querida Colômbia,  
ao meu adorado filho David,  
à Esperanza, à Livia e a Fabián,  
à minha família no Brasil e na Colômbia.*

*Juan Carlos Mateus Sánchez*





## AGRADECIMENTOS

Sempre os últimos dias que antecedem à defesa de uma tese de Doutorado há uma grande expectativa e preocupação por parte do estudante, este trabalho não foi uma exceção. Nos últimos dias do trabalho, contei com a consideração das pessoas com que diariamente convivi e, por isso, começo esta seção de agradecimentos dedicando estas palavras de gratidão, em primeiro lugar àqueles familiares e amigos que souberam entender a minha ausência, falta de atenção e de dedicação normais que eles merecem.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, o professor Pablo Cuervo, pelos seus aportes e apoio dispensados nos últimos quatro anos de pesquisa. Sem a sua orientação, a qualidade do trabalho, certamente, não seria a mesma. Em terceiro lugar, desejo agradecer aos membros da banca pelos aportes recebidos no exame de qualificação. Devo fazer uma menção especial ao professor Edvaldo Alves que corrigiu algumas imprecisões acerca da legislação brasileira sobre o mercado de eletricidade. Também devo estender as minhas palavras de agradecimento ao professor Secundino Soares, cujas contribuições permitiram sustentar mais ainda o modelo proposto.

O exemplo 3.3 do capítulo 3, não poderia ter sido feito sem os dados aportados pela professora Leontina Pinto, a quem agradeço profundamente esperando que esta pesquisa contribua ou também complemente os trabalhos por ela desenvolvidos.

É necessário também agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, pelo apoio financeiro concedido através da minha bolsa de estudos.

Ao Instituto Nacional de Metrologia e Qualidade Industrial – INMETRO, órgão no qual comecei a trabalhar em setembro deste ano e que me deu seu apoio nos últimos dias que antecederam à minha defesa.

À minha colega do INMETRO Aline que leu o primeiro capítulo destacando alguns dos meus erros de português. A minha colega Ana também aportou alguns comentários na parte introdutória.

A minha mãe também merece todos os meus agradecimentos pela sua dedicação e compreensão, certamente o melhor presente que recebeu no seu aniversário foi saber que nesse dia fui aprovado na defesa desta Tese. Parabéns mãe!

Finalmente, nada apreciarei tanto quanto a indulgência daquelas pessoas que, por um esquecimento abominável, não se encontram nesta relação de agradecimentos.

Para todos eles muitíssimo obrigado.

J.C.M.

Brasília, Novembro de 2008

## RESUMO

É apresentada uma metodologia que fornece suporte à negociação de contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica. A metodologia foi desenvolvida considerando o ponto de vista dos agentes, tanto vendedores como compradores de forma geral, podendo ser aplicada em qualquer mercado de eletricidade genérico. No entanto, são consideradas seções dentro dos capítulos, para a modelagem de conceitos que apenas são usados no mercado de eletricidade do Brasil.

A metodologia proposta consiste em fazer, para um conjunto dado de condições contratuais, uma avaliação da exposição no mercado de curto prazo e do nível de energia disponível para suprir o contrato (no caso de vendedores), ou do nível de cobertura contratual para satisfazer a demanda dos usuários finais (no caso de compradores). Estas avaliações são feitas usando o método de Monte Carlo para vários cenários operativos, com o propósito de obter o risco de exposição desfavorável (ou negativa) no mercado spot e o risco de déficit de energia disponível (IL) para vendedores ou o risco de insuficiência de cobertura contratual (ICC) para compradores. Estes riscos são financeiros devido ao fato de que o regulador aplica altas penalidades em caso de IL ou ICC. Os riscos calculados são comparados com o nível de tolerância especificado pelo agente (vendedor ou comprador) e, se necessário, é feita uma revisão das condições contratuais com o propósito de reduzir os riscos.

Todos os riscos são estimados pelo modelo considerando a modelagem de condições contratuais como sazonalização e flexibilização (i.e., uma porcentagem em volta dos níveis mensais para compensar variações imprevistas da carga) as quais estão sujeitas à negociação.

Vários exemplos são apresentados para mostrar o desempenho da ferramenta proposta durante a negociação de um contrato bilateral de energia e a sua facilidade de implementação. Os resultados mostram que com esta ferramenta, os agentes obtêm informações importantes acerca das condições negociadas incluindo uma relação entre os níveis de risco e as quantidades, a flexibilidade e os preços contratuais. O método proposto

fornece grande suporte na tomada de decisões durante a negociação de contratos bilaterais de longo prazo.

## **ABSTRACT**

A methodology for supporting the decision making process during the negotiation of bilateral energy contracts is presented. The suggested model considers the perspectives of buyers and sellers during negotiation of a potential contract in a generic electricity market. Specific sections are also dedicated to show the adaptation of the method to the particularities of the Brazilian electricity market.

Considering a basic set of initial contractual conditions, the proposed method makes an assessment about the exposition to spot prices and the Energy Availability to supply a contract (in case of sellers) or related with not supplying the required energy to end users (in case of buyers). These assessments are made using the Monte Carlo method to many operative conditions, with the purpose to obtain the risk of unfavorable (or negative) spot exposition and the risk of deficit of energy availability (IL) for sellers or the risk of insufficient contractual supply (ICC) for buyers. These risks are financial risks since heavy penalties are imposed by the regulator in case of IL or ICC. The calculated risks are compared against the self-defined level of tolerance by the agent. In case the conditions are not acceptable, the model allows reviewing the previous conditions in order to reduce the risks.

All of these risks are estimated by the model, taking in to account the mandatory buyer (load) requirement of modulation to compensate load seasonal variations and an offered flexibility (i.e., a margin around monthly levels to compensate unpredicted load variations) which is subject to negotiation.

Several examples are presented to show the performance of the suggested model during the negotiation of a bilateral energy contract, as well as its implementation. Results show that with this tool, agents have important information about the negotiated conditions that includes the relationship between levels of risk and factors like contract sizes, flexibility and prices. The proposed tool gives a strong support in the decision making process during negotiation of long term bilateral energy contracts.



## RESUMEN

Una metodología que proporciona soporte a la negociación de contratos bilaterales de compra y venta de energía eléctrica es presentada. La metodología fue desarrollada considerando el punto de vista de los agentes, tanto vendedores como compradores de forma general, pudiendo ser aplicada en cualquier mercado de electricidad genérico. Sin embargo, son consideradas secciones dentro de los capítulos, para modelar conceptos que son apenas usados en el mercado de electricidad de Brasil.

La metodología propuesta consiste en realizar, para un determinado conjunto de condiciones contractuales, una evaluación de la exposición en el mercado de corto plazo y del nivel de energía disponible para cumplir el contrato (en el caso de vendedores), o del nivel de cobertura contractual para satisfacer la demanda de los usuarios finales (en el caso de compradores). Esta evaluación es hecha para varios escenarios operativos usando el Método de Monte Carlo, con el propósito de obtener el riesgo de exposición desfavorable (o negativa) en el mercado de corto plazo y el riesgo de déficit de energía disponible (IL para vendedores) o el riesgo de insuficiencia de cobertura contractual (ICC para compradores). Los riesgos calculados son comparados con el nivel de tolerancia especificado por el agente (vendedor o comprador). Si es necesario, se realiza una revisión de las condiciones contractuales con el propósito de reducir los riesgos.

Todos los riesgos son estimados por el modelo, considerando la formulación de condiciones contractuales como niveles mensuales de la carga contratada y la flexibilidad (un porcentaje alrededor de los niveles mensuales para compensar variaciones imprevistas de la carga), las cuales están sujetas a negociación.

Varios ejemplos son presentados para mostrar el desempeño del modelo propuesto durante la negociación de un contrato bilateral de energía y su facilidad de implementación. Los resultados muestran que con este método, los agentes obtienen informaciones importantes acerca de las condiciones negociadas, incluyendo una relación entre los niveles de riesgo y las cantidades, los precios y la flexibilidad. El método

propuesto proporciona un buen soporte para la toma de decisiones durante la negociación de contratos de largo plazo.



# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1. ASPECTOS GERAIS.....	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS.....	4
1.3. TIPOS DE CONTRATOS BILATERAIS.....	5
1.3.1. Contratos Forward.....	6
1.3.2. Contratos Futuros.....	6
1.3.3. Contratos de Opção.....	7
1.3.4. Contratos por diferenças.....	7
1.3.5. Contratos Iniciais, PROINFA e ITAIPU.....	8
1.3.6. Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL).....	9
1.3.7. Funcionamento dos Leilões de Energia.....	10
1.4. CONDIÇÕES CONTRATUAIS DOS CONTRATOS BILATERAIS.....	14
1.4.1. Preço do contrato.....	15
1.4.2. Duração e Quantidades Anuais.....	15
1.4.3. Sazonalização.....	16
1.4.4. Flexibilização.....	18
1.5. GERENCIAMENTO DE RISCOS.....	20
1.5.1. Simulações de Monte Carlo.....	21
1.5.2. Valor ao Risco (Value at Risk – VaR).....	22
1.5.3. Variações do conceito de VaR.....	23
1.6. ORIGINALIDADE DO TRABALHO PROPOSTO.....	25

1.7. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....	27
<b>2. FORMULAÇÃO DO MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS (Ponto de Vista do Agente Vendedor).....</b>	<b>29</b>
2.1. CARACTERÍSTICAS DAS GENCOS DURANTE A NEGOCIAÇÃO.....	29
2.2. FUNÇÃO LUCRO DE UMA GENCO .....	30
2.3. MODELAGEM DAS CONDIÇÕES CONTRATUAIS .....	36
2.3.1. Discussão sobre flexibilização .....	36
2.3.2. Modelagem da Implementação do Contrato com flexibilização por obrigação.....	40
2.3.3. Modelagem da Implementação do contrato com Flexibilização por opção .....	42
2.4. MODELAGEM DE VARIÁVEIS ALEATÓRIAS .....	42
2.5. RISCO DE INSUFICIÊNCIA DE LASTRO .....	46
2.6. VALUE AT RISK.....	47
2.7. RISCO DE EXPOSIÇÃO NEGATIVA NO MERCADO SPOT .....	47
2.8. FERRAMENTA DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS PARA VENDEDORES.....	50
2.9. PARTICULARIDADES DO SISTEMA BRASILEIRO .....	51
2.9.1. Modelagem do Mecanismo de Re-alocação de Energia – MRE.....	51
2.9.2. Cálculo da Insuficiência de Lastro incluindo o MRE .....	52
2.10. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO.....	53
2.10.1. Exemplos com um sistema de três GENCOS .....	53
2.10.2. Risco de Insuficiência de Lastro.....	58
2.10.3. Risco de Exposição negativa ao preço spot.....	59
2.10.4. Estudo de caso com dados da usina Tucuruí.....	61
2.10.5. Modelagem das variáveis aleatórias do exemplo de Tucuruí.....	62
2.10.6. Cálculo de Riscos para o exemplo de Tucuruí .....	63
2.11. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....	64

<b>3. FORMULAÇÃO DO MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>(Ponto de Vista do Agente Comprador)..... 67</b>
3.1. DESCRIÇÃO DOS AGENTES COMPRADORES .....	67
3.2. OTIMIZAÇÃO DA CARTEIRA DO COMPRADOR .....	68
3.3. FLEXIBILIZAÇÃO DO PONTO DE VISTA DO COMPRADOR.....	73
3.3.1. Modelagem da Flexibilização por obrigação.....	73
3.3.2. Modelagem da Flexibilização por opção.....	75
3.4. RISCO DE INSUFICIÊNCIA DE COBERTURA CONTRATUAL.....	76
3.5. RISCO DE EXPOSIÇÃO NEGATIVA NO MERCADO SPOT .....	76
3.6. NÍVEL DE PROTEÇÃO DE UM CONTRATO BILATERAL .....	77
3.7. FERRAMENTA DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS PARA COMPRADORES .....	79
3.8. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO .....	80
3.9. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	93
<b>4. CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
4.1. CONCLUSÕES GERAIS .....	95
4.2. TRABALHOS FUTUROS.....	96
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>99</b>



## LISTA DE FIGURAS

1.1	Abertura da Primeira Fase do Leilão. ....	11
1.2	Rodada 1 da Primeira Fase do Leilão.....	12
1.3	Rodada 2 da Primeira Fase do Leilão.....	12
1.4	Rodada 3 e fim da Primeira Fase do Leilão.....	13
1.5	Segunda Fase do Leilão. ....	13
1.6	Carga e Implementação do contrato com sazonalização uniforme e Flexibilização de $\pm 15\%$ . ....	19
1.7	Situação de Déficit de energia disponível para atender um contrato bilateral. .	20
1.8	Histograma e freqüência acumulada da receita anual do Exemplo 1.5. ....	23
2.1	Visão dos contratos bilaterais por parte da GENCO e do órgão regulador.....	35
2.2	Aplicação da Flexibilização por obrigação com dois contratos bilaterais.....	38
2.3	Amostras aleatórias de consumo de energia.....	44
2.4	Comparação entre ENA e o PLD na região Sudeste do Brasil. ....	45
2.5	Fluxograma da Ferramenta de Negociação de Contratos para Vendedores....	50
2.6	Sistema de potência hipotético para o exemplo com três GENCOS. ....	54
2.7	Nível de produção anual de energia da usina 1 do exemplo de três GENCOS. ....	56
2.8	Curva de Carga e sazonalização de contratos bilaterais solicitados pelo comprador no exemplo de três GENCOS.....	58
2.9	Exposição no mercado spot da GENCO A (Exemplo de três GENCOS).....	60
2.10	Histórico da produção da usina hidrelétrica de Tucuruí e perfil para 2008. ....	62
3.1	Sazonalização ótima de contratos bilaterais.....	69
3.2	Pontos de vista do comprador e do regulador .....	71
3.3	Aplicação da Flexibilização por obrigação com dois contratos bilaterais.....	74
3.4	Histórico de preços spot do submercado norte do Brasil.....	78
3.5	Fluxograma da Ferramenta de Negociação de Contratos para Compradores .	80
3.6	Curva de freqüência acumulada da exposição no mercado spot .....	83

3.7	Curvas de frequência acumulada da exposição no mercado spot para vários preços do contrato. ....	87
3.8	Estimativa de consumo para os próximos 4 anos de uma Empresa de Distribuição do sudeste do Brasil. ....	88
3.9	Histograma e curva de frequência acumulada do Custo Marginal de Operação de todos os cenários considerados. ....	90

## LISTA DE TABELAS

1.1	Diferenças entre os Contratos no Ambiente de Contratação Regulado.....	10
1.2	Implementação de contrato com Sazonalização uniforme.....	16
1.3	Implementação de contrato com sazonalização proporcional. ....	17
1.4	Implementação de contrato com Sazonalização uniforme e flexibilização. ....	18
1.5	Expectativas de Geração, preços e receita da GENCO do Exemplo 1.5.....	22
2.1	Sazonalização proporcional e limites dados pela flexibilização por obrigação. ....	37
2.2	Implementação do contrato com flexibilização por obrigação.....	37
2.3	Sazonalização proporcional e limites definidos pela flexibilização por opção... ..	39
2.4	Implementação do contrato com flexibilização por opção.....	39
2.5	Análise do sinal da exposição no mercado spot do agente vendedor .....	49
2.6	Dados do Sistema de Potência hipotético para o exemplo com três GENCOS. ....	54
2.7	Perfil de Carga Mensal [MWh/mês] .....	55
2.8	Negociação preliminar de contratos bilaterais para o exemplo de três GENCOS. ....	57
2.9	Sazonalização de Contratos Bilaterais .....	57
2.10	Risco de <i>IL</i> para vários valores de energia contratada pela GENCO A.....	59
2.11	Risco de exposição negativa no mercado spot para várias condições contratuais entre o comprador e a GENCO A (Exemplo de três GENCOS). ....	60
2.12	Risco de <i>IL</i> e de Exposição negativa no Spot da usina Tucuruí. ....	63
2.13	Riscos várias condições de flexibilidade da usina Tucuruí. ....	64
3.1	Análise do sinal da exposição no mercado spot do agente comprador .....	77
3.2	Sazonalização proporcional e limites da flexibilização por obrigação (MWh). ...	81
3.3	Risco de ICC e de exposição negativa no spot para várias condições contratuais. ....	82
3.4	Cálculo do risco de exposição negativa no mercado spot ( $\square_{spot}=-600$ ). ....	83

3.5	Sazonalização ótima e limites definidos pela flexibilização por opção (MWh). .85
3.6	Risco de ICC e de exposição negativa no spot para várias condições contratuais. ....86
3.7	Cálculo do risco de exposição negativa no mercado spot ( $\Delta_{\text{spot}}=1000$ ).....87
3.8	Resumo das condições contratuais do exemplo 3.3 .....91
3.9	Riscos calculados para várias condições contratuais do Exemplo 3.3. ....91
3.10	Limites da Negociação do Contrato do Exemplo 3.3 para os 4 anos de duração. ....93



# LISTA DE SÍMBOLOS

## Símbolos Latinos

$E$	Energia	[MWh]
$P$	Potência instantânea	[MW]
$R$	Receita	[\$/ano], [\$/mês] ou [\$/h]
$C$	Custo	[\$/ano], [\$/mês] ou [\$/h]
$T$	Transação (Se $T > 0$ é Receita se $T < 0$ é Custo)	[\$/ano], [\$/mês] ou [\$/h]
$GAP$	Receita anual do Vendedor	[\$/ano]
$BAE$	Pagamento Anual do Comprador	[\$/ano]
$L$	Lastro para venda de Contratos	[MWh/ano], [MWh/mês] ou [MWh]
$IL$	Insuficiência de Lastro	[MWh/ano], [MWh/mês] ou [MWh]
$ICC$	Insuficiência de Cobertura Contratual	[MWh/ano], [MWh/mês] ou [MWh]
$VaR$	Valor ao Risco	[\$/ano]

## Símbolos Gregos

$\lambda$	Preço do mercado spot	[\$/MWh]
$\pi$	Preço do contrato	[\$/MWh]
$\phi$	Flexibilidade do contrato	[%]
$\Psi$	Risco	[%]
$\rho$	Nível de tolerância ao risco	[MWh/ano] ou [\$/ano]
$\varepsilon^{spot}$	Exposição no mercado spot	[\$/ano]
$\delta$	Variação percentual de uma variável aleatória com distribuição de probabilidade uniformemente distribuída	[%]
$\sigma$ e $\sigma^2$	Desvio padrão e variância de uma variável aleatória com distribuição de probabilidade normal	[Unidades da variável]

## Grupos Adimensionais

$nu$	Número de usinas que compõem um parque gerador
$nv$	Número de contratos de venda de energia
$nc$	Número de contratos de compra de energia
$nh$	Número de horas
$r$	Número aleatório

## Subscritos

$i$	Usado para contratos de compra de energia
$j$	Usado para contratos de venda de energia
$m$	Usado para os meses do ano

<i>u</i>	Usado para as usinas
<i>t</i>	Usado para as horas do mês

### **Sobrescritos**

<i>BCC</i>	Contrato Bilateral de Compra
<i>BCV</i>	Contrato Bilateral de Venda
max	Valor máximo
min	Valor mínimo
ver	Verificado
prev	Previsto
pen	Penalidade

### **Siglas**

GENCO	Companhia de Geração de Energia
DISCO	Companhia de Distribuição de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR-D	CCEAR na modalidade por Disponibilidade
CCEAR-Q	CCEAR na modalidade por Quantidade

# 1. INTRODUÇÃO

*Este capítulo apresenta considerações gerais preliminares relacionadas a contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica mostrando algumas regulamentações e procedimentos adotados no Brasil. São abordados os diferentes aspectos sobre o estabelecimento destes contratos, bem como a elaboração de um marco teórico que permitirá entender e analisar o modelo proposto de suporte à decisão durante a negociação de contratos.*

## 1.1. ASPECTOS GERAIS

O setor elétrico, a nível mundial, atravessou um processo intensivo de reestruturação nos últimos anos. Em vários países, as companhias do setor, tradicionalmente integradas de maneira vertical, foram substituídas por várias entidades separadas com objetivos específicos para gerenciar serviços de eletricidade como a geração, a transmissão, a comercialização e a distribuição de energia elétrica. Uma das características mais significativas deste processo é a criação dos mercados de eletricidade, cujo propósito é fornecer competitivamente este serviço aos consumidores, introduzindo concorrência na geração e comercialização de energia, enquanto que as atividades de transmissão e distribuição permaneceram como um monopólio regulado. A idéia desta tendência é promover a eficiência econômica de forma a garantir a confiabilidade do fornecimento diminuindo preços ao consumidor final [1].

Como os mercados de eletricidade são relativamente novos e ainda continuam em evolução, existe uma crescente necessidade de modelos avançados para simular seu comportamento no tempo, de forma a levar em consideração as reações dos participantes

frente à criação de novas regras de mercado no ambiente regulador no qual eles operam. O Brasil conhece esta realidade e, portanto, tem criado um mercado regional próprio dividido em quatro sub-mercados e várias interligações internacionais. Criou como órgão regulador a *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*, como operador do mercado a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE* e, como operador independente do sistema, o *Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS*. Adicionalmente tem desenvolvido suas próprias regras de funcionamento, as quais incluem o planejamento da expansão na transmissão, a remuneração e atribuição de encargos por uso da rede, bem como o cálculo de preços marginais locais oriundos do planejamento energético. Desta forma, tem-se atraído investidores privados, permitindo a expansão da rede de transmissão e a entrada em operação de novas usinas tanto térmicas quanto hidrelétricas.

Atualmente, o despacho da geração no Brasil é centralizado, sendo que o custo marginal é obtido a partir de modelos que visam à minimização dos custos da operação do sistema hidro-térmico. Alguns anos atrás, unicamente contratos bilaterais financeiros eram permitidos e estes, por conseguinte, não afetavam o despacho central do sistema [2]. Porém, a partir de 2004, com o Decreto 5.163/2004, a contratação bilateral passou a desempenhar um papel de importância na operação do sistema. Este Decreto determina que os agentes vendedores devem possuir um lastro ou garantia física de 100% da energia que está sendo vendida. Do mesmo modo, os agentes compradores devem cobrir 100% do seu consumo com energia comprada através de contratos bilaterais.

Esta nova política busca diminuir as operações no mercado de curto prazo como uma forma de mitigar o poder de mercado de alguns agentes. O mercado de curto prazo ou *mercado spot* é utilizado apenas como um mecanismo de liquidação de diferenças entre as quantidades contratadas e as efetivamente despachadas, sendo que os preços apresentam alta volatilidade. No Brasil este preço é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, sendo obtido semanalmente através da minimização do custo de operação do sistema hidro-térmico. Neste trabalho chama-se *preço spot* ao PLD, embora é necessário esclarecer que, no Brasil a diferença de outros países, não existe um *mercado spot* como tal, onde a formação do preço depende da lei de oferta e demanda, segundo as ofertas submetidas diariamente pelos agentes do mercado. Em um sistema puramente térmico, o despacho das usinas pode ser feito através da otimização do custo de geração, onde as usinas ofertam os seus custos marginais de operação. Nesse sistema, o preço obtido através do despacho econômico reflete o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda no mercado. No sistema hidro-termico, onde as usinas hidráulicas apresentam custos

marginais muito baixos, o preço obtido reflete o custo da água para efeitos de geração de energia.

Neste contexto, as companhias de geração (GENCOs) estão sujeitas a penalidades impostas pela agência reguladora em caso da sua operação comprometer as restrições de segurança do sistema ou não atender seus compromissos contratuais. Durante a negociação de contratos bilaterais, os agentes vendedores devem considerar se um novo contrato em particular é rentável ou não, sendo necessário analisar possíveis penalidades durante o período contratual.

Da mesma maneira, os agentes compradores devem avaliar se determinado contrato garante a proteção efetiva quanto à volatilidade de preços no mercado spot, bem como se as quantidades contratadas satisfazem os níveis de consumo ao longo do tempo para que não sejam penalizados pelo órgão regulador. Além disso, devem estudar se através do contrato é possível minimizar os seus pagamentos devidos à compra de energia elétrica.

Em geral, uma medida da disponibilidade energética de uma usina hidrelétrica é chamada de *Energia Assegurada (EA)*, que é obtida através de estudos de planejamento, considerando as séries sintéticas das vazões no reservatório, as saídas forçadas (devidas a danos ou manutenções corretivas) e as não forçadas (devidas à manutenção preventiva ou desligamentos programados). Em outras palavras, a *EA* representa a máxima produção de energia anual em MW médio que uma usina hidrelétrica pode produzir continuamente durante um longo período de tempo, assumindo uma pequena porcentagem de risco de não atendimento da carga [3].

Para cada GENCO, a ANEEL verifica se os contratos de venda de energia negociados podem ser fisicamente suportados pela própria energia gerada, mais a energia oriunda de contratos de compra, descontando o consumo próprio. No caso de não existir suficiente disponibilidade de energia, a GENCO é altamente penalizada. Esta situação pode acontecer por que os valores de energia produzida possuem uma incerteza associada, sendo que a disponibilidade energética real ou verificada varia durante o período contratual. Em GENCOS cujo parque gerador é diversificado, ou seja, composto por usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas – *PCH*, termelétricas, eólicas, etc, a energia produzida possui maior incerteza, uma vez que mais variáveis aleatórias devem ser consideradas como, por exemplo, regimes de ventos e comportamento de preços de combustíveis, entre outros.

Além disso, os blocos de energia negociados através de contratos bilaterais, geralmente possuem características sazonais ao longo do tempo, que variam de acordo com a curva de

consumo das cargas conectadas ao sistema. Para considerar estas variações, duas definições têm sido adotadas no Brasil: Sazonalização e Modulação. A sazonalização é o processo no qual os blocos de energia anual de um contrato bilateral são divididos em blocos mensais, com o propósito de acompanhar o comportamento do consumo das cargas nos diferentes períodos do ano. A modulação é um processo análogo à sazonalização, com a diferença de que os blocos de energia mensal sazonalizados são divididos em valores horários de acordo com a curva de consumo das cargas nesse mês [3].

Tanto a modulação como a sazonalização são condições contratuais que devem ser informadas periodicamente à CCEE. De maneira geral, quem determina ou impõe estas condições contratuais é o agente comprador, que analisa e prevê o consumo dos seus usuários ou da sua carga própria. Devido a estas condições de contratação, freqüentemente as GENCOs correm risco de déficit de energia, bem como exposição aos preços do mercado de curto prazo (mercado spot). Existe ainda a necessidade, por parte do comprador, de estimar os valores a serem declarados de sazonalização e modulação, já que afetam os pagamentos devidos à compra de energia. O vendedor, por sua parte, deve estimar se as condições propostas pelo comprador são apropriadas e, em caso contrário, deve fazer contra-propostas durante a negociação.

## **1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS**

Diferentemente do mercado spot, no mercado dos contratos bilaterais o preço é determinado pelas partes envolvidas e em alguns casos por meio de leilão. Naqueles mercados onde os agentes participam conjuntamente do mercado spot e do mercado de contratos bilaterais, o preço dos contratos segue a sinalização do preço spot, o qual muda ao longo do tempo, apresentando volatilidade e incerteza. Os participantes do mercado devem considerar os riscos associados às alternativas escolhidas pelas suas decisões, portanto, a valoração dos riscos deve incorporar a disponibilidade de recursos, as condições contratuais e os lucros procedentes da negociação de contratos bilaterais.

A motivação deste trabalho consiste em determinar medidas para quantificar os riscos envolvidos na implementação de um determinado contrato bilateral, com o propósito de ter uma melhor base de negociação das condições contratuais, como apresentado em [4] – [6]. O desenvolvimento de uma ferramenta que permita dar suporte na decisão durante a negociação de contratos bilaterais com várias condições contratuais, é uma das principais motivações deste trabalho. Estudar como a realização de um contrato afeta a receita do

vendedor ou o pagamento do comprador, é um dos principais temas abordados nesta pesquisa, cujos principais objetivos são:

1. Formular um modelo que auxilia os agentes nas decisões, para participar de leilões de energia ou assinar contratos bilaterais de longo prazo, considerando tanto o ponto de vista do comprador como o do vendedor.
2. Modelar como é a implementação do contrato no tempo, considerando os riscos envolvidos na operação do parque gerador composto principalmente por usinas hidrelétricas.
3. Formular indicadores que permitam estimar as melhores condições contratuais considerando vários cenários operativos.
4. Avaliar as condições contratuais de contratos existentes e em caso de que sejam desvantajosas para alguma das partes, permitir a sua reformulação.
5. Obter a avaliação dos riscos envolvidos em caso de implementar um contrato bilateral sob estudo.
6. Considerar na modelagem, o comportamento volátil dos preços do mercado spot e a incerteza na previsão da carga dos consumidores.
7. Estudar a negociação dos contratos bilaterais no mercado de eletricidade com competição perfeita ou imperfeita [7] – [9].

As seções a seguir estão dedicadas à descrição dos conceitos que serão usados na definição deste modelo.

### **1.3. TIPOS DE CONTRATOS BILATERAIS**

No novo modelo do setor elétrico a eletricidade é negociada da mesma maneira que uma mercadoria, através de um mercado aberto onde os preços são regidos pela lei da oferta e demanda. Este mercado é conhecido como *mercado spot* [10], ou mercado de curto prazo, onde o vendedor entrega o bem imediatamente ao comprador e este faz o pagamento à vista ao *preço spot* fixado para a mercadoria. Neste mercado, não há condições que afetem a entrega nem há lugar para o arrependimento no negócio. Como mencionado na seção 1.1 no mercado de eletricidade brasileiro, esta definição é usada para liquidar as diferenças entre os contratos bilaterais e as quantidades efetivamente despachadas pelos geradores. Infelizmente, neste mercado existem rápidas oscilações de preços,

caracterizando alta volatilidade e riscos. Para diminuir estes efeitos, surgiram as transações bilaterais, que basicamente podem classificar-se como:

- Contratos *Forward* [10].
- Contratos Futuros [10].
- Opções de compra ou venda (*Call option* ou *Put option*) [10].
- Contratos por diferenças [10].

Particularmente no Brasil, os contratos bilaterais são [11]:

- Contratos Iniciais, PROINFA e Itaipu.
- Contratos no Ambiente de Contratação Regulado (CCEAR).
- Contratos no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL).

A seguir são descritas brevemente estas definições.

### **1.3.1. Contratos Forward**

Nestes contratos, os agentes participantes combinam um preço fixo pela entrega do bem no longo prazo, independentemente da volatilidade dos preços do mercado spot. Para fechar este tipo de contrato é necessário especificar a quantidade e qualidade do bem a ser entregue; a data de entrega ou o período contratual (início e fim de entregas periódicas); a data de pagamento após a entrega dos bens; as penalidades em caso de que alguma das partes não cumpra os compromissos adquiridos e o preço a ser pago. Com este acordo, o produtor garante uma receita fixa, mesmo se o preço spot da mercadoria é menor que o preço do contrato; da mesma maneira, o comprador tem certeza do valor que deve pagar ao produtor mesmo quando o preço spot é maior do que o preço do contrato.

O preço negociado nos contratos forward deve obedecer à expectativa que as partes tenham acerca do preço do mercado spot. Conseqüentemente, um preço contratual que beneficie ambas as partes, depende da exatidão na estimativa do preço spot durante o período contratual.

### **1.3.2. Contratos Futuros**

Como uma forma de ajudar a gerenciar a exposição aos preços no mercado spot, surgiu um mercado secundário, onde os agentes podem comprar e vender contratos forward. Os participantes deste mercado não precisam possuir uma infra-estrutura física para garantir a entrega do produto, mas no final do período devem equilibrar a sua posição. Este é o caso



de especuladores que compram contratos com a esperança de poder vendê-los a um preço maior no futuro ou fecham acordos a um determinado preço, com a expectativa de comprar a um preço menor. No Brasil, este tipo de negociação não é efetuado.

### 1.3.3. Contratos de Opção

Contratos forward e futuros, em geral são chamados *Contratos Firmes*, porque a entrega dos bens é incondicional, ou seja, sem arrependimento. Portanto, se o produtor é incapaz de entregar a mercadoria ou, por sua vez, o consumidor já não deseja mais consumi-la, o déficit ou sobra deve ser negociado no mercado spot. Em poucas palavras, a existência dos contratos firmes, ainda implica exposição ao mercado spot. Por esta razão, as partes desejam ter certa margem de flexibilidade na entrega do bem objeto do acordo, surgindo então os *Contratos Não-Firmes*, mas conhecidos como contratos de opção que ainda vem em duas modalidades: Opção de compra (*Call Option*) e Opção de venda (*Put Option*).

A opção de compra (*Call*) dá ao seu dono o direito de comprar uma quantidade do bem ao preço de exercício da opção (*exercise price*). De forma similar, a opção de venda (*Put*) permite ao dono o direito de vender compulsoriamente uma quantidade dada ao preço do exercício. A decisão de um agente de exercer ou não o contrato de opção dependerá do preço do mercado spot [10]. No mercado elétrico brasileiro, os contratos bilaterais possuem uma cláusula de flexibilidade, na qual é estabelecida uma porcentagem sobre o montante de energia sazonalizada que pode ser consumido ou não pelo agente comprador. Seria uma espécie de contrato com uma parte firme e outra não firme.

### 1.3.4. Contratos por diferenças

Em alguns modelos de mercado, os agentes participantes estão obrigados a negociar apenas através de uma única entidade centralizada, ficando expostos aos preços do mercado spot ( $\lambda$ ). Nestes casos, as partes utilizam os contratos por diferenças, que operam paralelamente ao mercado centralizado. Neste tipo de contratos, também são estabelecidos a quantidade ( $E$ ) e o preço de fechamento do acordo ( $\pi$ ), conhecido como *strike price*. Os agentes participam normalmente do mercado centralizado e, uma vez terminadas as negociações ali, a liquidação do contrato por diferenças é feita como apresentado a seguir:

- Se  $\pi > \lambda$ , então o comprador paga ao vendedor a diferença  $E \cdot |\pi - \lambda|$ .
- Se  $\pi < \lambda$ , então o vendedor paga ao comprador a diferença  $E \cdot |\pi - \lambda|$ .

Desta maneira, o contrato por diferenças isola às partes do risco do mercado spot, enquanto lhes permite fazer parte do mesmo. Este tipo de acordo é como a combinação entre uma opção *call* e uma opção *put*, com igual preço de exercício. Uma das vantagens dos contratos por diferenças é o desestímulo a exercer o poder de mercado por parte das GENCOs dominantes [12]. Embora no Brasil os contratos por diferenças não sejam comumente usados para diminuir o poder de mercado, existem estudos que recomendam a utilização de contratos por diferenças como um instrumento para reduzi-lo em sistemas hidro-térmicos [13].

A seguir será resumida a terminologia acerca de contratos bilaterais usada no Brasil.

### **1.3.5. Contratos Iniciais, PROINFA e ITAIPU**

Com o início da reforma do setor elétrico no Brasil, houve mudanças radicais que levaram ao estabelecimento de regras específicas com o propósito de proteger os investimentos existentes no momento em que a reforma aconteceu. O caso mais particular foi o da usina hidrelétrica de Itaipu que, por ser um empreendimento Binacional entre o Brasil e o Paraguai, precisava de regras específicas que a protegeram contra a chegada da concorrência na geração. A Lei 5.899 de 1973, no seu artigo 3º, determinou que a totalidade da produção da usina Itaipu, inclusive a maior parte da produção da parte paraguaia, fossem usados pelas empresas concessionárias nas cotas determinadas pelo Governo. Esta lei encarregava à Eletrobrás pela comercialização de toda a energia da usina Itaipu, obrigando a Furnas e a Eletrosul a assinarem contratos com Itaipu, e às empresas distribuidoras a assinarem contratos com Furnas e Eletrosul. No Decreto 4.450 de 2002, são apresentadas as regras de comercialização da energia fornecida pela usina Itaipu. Os contratos compulsórios das empresas distribuidoras com a Eletrobrás e suas empresas associadas sobre a energia da usina Itaipu ficaram conhecidos como *Contratos Itaipu* e as quantidades contratuais foram chamadas *cotas-parte* de Itaipu.

Assim como Itaipu, outros empreendimentos de geração seguiram um tratamento similar constituindo uma série de contratos conhecidos como *Contratos iniciais*, os quais foram assinados no período em que aconteceu a reforma do setor elétrico brasileiro (Lei 9.648 de 1998). A partir de 2002, as quantidades obrigatórias dos contratos iniciais foram reduzidas em 25% a cada ano até sua total extinção em 2006.

Por outro lado, o Governo brasileiro preocupado com a escassez energética que levou ao racionamento em 2001, instituiu o *Programa de Incentivo de Fontes Alternativas de Energia – PROINFA*, através da Lei 10.438/2002 (Regulamentada pelo Decreto N°

5.025/2004 e a Resolução Normativa ANEEL N° 127/2004). Basicamente este programa procura aumentar a participação de fontes de energia eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), no Sistema Interligado Nacional. Os contratos PROINFA, são contratos bilaterais compulsórios<sup>1</sup> que as empresas distribuidoras devem assinar com a Eletrobras, que foi a empresa encarregada da comercialização de energia dos produtores de fontes alternativas devidamente cadastrados no programa, através da CCEE. As quantidades de energia, preços e tarifas dos contratos PROINFA, estão reguladas através da Resolução ANEEL 127/2004. Todos estes contratos funcionam da mesma maneira que os contratos forward.

### **1.3.6. Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL)**

O Decreto 5.163 de 2004, que estabelece as diretrizes de comercialização de energia elétrica, definiu duas formas de contratação bilateral: O Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL participam como vendedores qualquer tipo de agente (exceto os de transmissão e distribuição), mas como comprador participam basicamente os consumidores livres e as GENCOs que, por diversas razões, precisam comprar energia. Segundo a Lei 9.074/95, são consumidores livres aqueles cuja carga instalada é maior ou igual a 3 MW, sendo-lhes permitido escolher livremente o fornecedor da sua energia. A partir de 1998, a Lei 9427/96 permitiu que consumidores com uma carga mínima de 0,5 MW possam ser consumidores livres, desde que a eletricidade consumida seja oriunda de PCHs ou fontes alternativas de energia. Os demais consumidores são chamados consumidores cativos, por não terem a opção de escolher a empresa distribuidora que lhes fornece o serviço. As condições contratuais dos contratos celebrados no ACL são negociadas em privado pelas partes envolvidas, funcionam da mesma maneira que os contratos bilaterais e devem ser registrados na CCEE.

As empresas que fornecem energia aos consumidores cativos, compram a sua energia no ACR por meio dos chamados *Leilões de Energia*, promovidos e regulamentados pela ANEEL. As empresas participantes nos Leilões de Energia assinam os *Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR*. Há duas modalidades de CCEAR: Por Quantidade (CCEAR-Q) e por Disponibilidade (CCEAR-D) [11].

De maneira geral os CCEAR por quantidade são usados na negociação de energia de usinas hidrelétricas, enquanto que os CCEAR por disponibilidade são usados para a negociação de energia gerada por usinas termelétricas, fontes alternativas e PCH. Na tabela

---

<sup>1</sup> No ambiente de contratação livre (ACL) no Brasil, os contratos PROINFA não são compulsórios, mas fortemente subsidiados.

1.1, são apresentadas as principais diferenças nas condições contratuais dos CCEAR-D e os CCEAR-Q.

Tabela 1.1: Diferenças entre os Contratos no Ambiente de Contratação Regulado

	<b>CCEAR-D</b>	<b>CCEAR-Q</b>
<b>Quantidades</b>	Diferenciadas, porque há necessidade de declarar as Inflexibilidades por usina.	Fixas de acordo com a energia assegurada das usinas.
<b>Preço</b>	Duplo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Parte Fixa: Correspondente às inflexibilidades declaradas.</li> <li>• Parte Variável: Correspondente à diferença entre a energia declarada inflexível e a produção verificada.</li> </ul>	Único.
<b>Custos</b>	Devem ser declarados antes do início do leilão. É o valor do custo variável (R\$/MWh) necessário para cobrir todos os custos de operação da usina não cobertos pela receita fixa.	Não é necessário declarar.
<b>Indisponibilidades</b>	Devem especificar-se os índices por usina para cálculo de penalidades.	São declaradas para o cálculo da energia assegurada.
<b>Riscos</b>	Devidos a exposição no spot: São assumidos pelo comprador e repassados ao consumidor final.	Devidos a falta de energia nos reservatórios: São assumidos pelas GENCOS, mas compartilhados através do MRE <sup>2</sup> .

Em ambos tipos de contrato, as garantias físicas (ou lastro) são calculadas pelo Ministério de Minas e Energia – MME, de acordo com o disposto na Portaria 303 de 2004, considerando os contratos existentes e, o histórico de fornecimento de combustível (para usinas térmicas), bem como o histórico das saídas programadas e não programadas das usinas, aferido por meio dos índices de indisponibilidade.

### **1.3.7. Funcionamento dos Leilões de Energia**

Independente do tipo de contrato no ACR, a energia é negociada através dos Leilões promovidos pela ANEEL. O procedimento descreve-se a seguir, usando como exemplo o 6º Leilão de Energia Existente, realizado em 2007 pela CCEE.

1. O MME recebe a declaração das necessidades de consumo das empresas distribuidoras. Tipicamente as empresas de distribuição participantes do leilão têm um determinado prazo antes do leilão para declarar a sua necessidade anual de contratação.

<sup>2</sup> Mecanismo de Realocação de Energia – MRE: É um mecanismo financeiro criado para compartilhar os riscos hidrológicos entre as GENCOS participantes, cujo objetivo é garantir que as usinas recebam a liquidação financeira das suas energias asseguradas independente da produção real.

2. Existem várias modalidades de Leilão: O de Energia Nova, no qual é negociada a energia futura a ser gerada por novos empreendimentos, e o leilão de Energia Existente, no qual são negociados blocos de energia de usinas existentes. No caso da energia nova, o ganhador do leilão recebe a outorga de concessão que lhe permite a exploração da usina geradora. Existe também a classificação do leilão segundo o tipo de CCEAR, ou seja, modalidade disponibilidade ou quantidade.
3. Os leilões são do tipo menor preço, no qual a ANEEL estabelece os blocos de energia anual, de acordo com a declaração das necessidades das empresas distribuidoras, determina o preço inicial de abertura do leilão e a modalidade. Para 2007, por exemplo, o preço inicial foi de 109 R\$/MWh.
4. Há duas fases nos leilões de Energia, sendo que cada uma é composta de várias rodadas. Na primeira fase, os agentes vendedores devem ofertar as quantidades de energia que estão dispostos a vender ao preço inicial. O MME calcula uma quantidade referencial (OR), que é maior do que a energia declarada (QD) pelas empresas de distribuição. Esta quantidade de referência servirá para determinar o ponto no qual a primeira fase deve terminar como mostrado na figura 1.1.

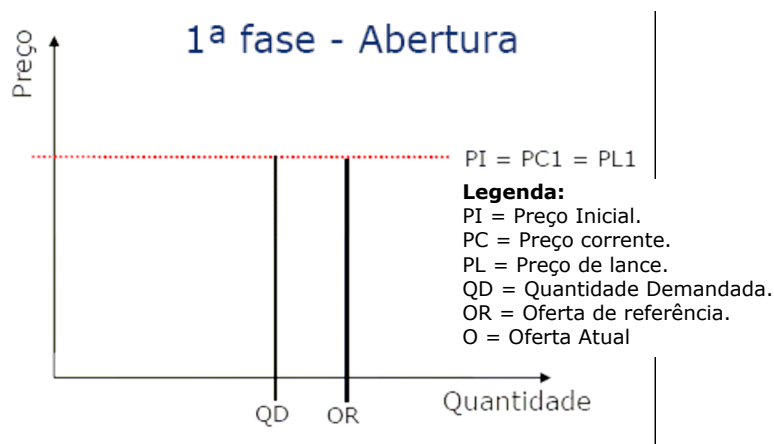


Figura 1.1: Abertura da Primeira Fase do Leilão.

Em cada rodada, os vendedores deverão definir a quantidade de lotes de energia que desejam vender ao preço de lance vigente, que na abertura é igual ao preço inicial. Também é definida pelo MME uma oferta de referência (OR) que determina o fim da primeira fase do leilão.

Se o preço for muito baixo, as ofertas não devem atingir a quantidade de energia referencial e a primeira fase termina. Quando o preço é muito alto, deve haver uma quantidade maior de ofertas as quais ultrapassam a oferta de referência, portanto o preço

inicial deve ser diminuído como mostrado nas figuras 1.2 e 1.3. Os vendedores não podem oferecer quantidades superiores ao lastro de venda calculado pelo MME.

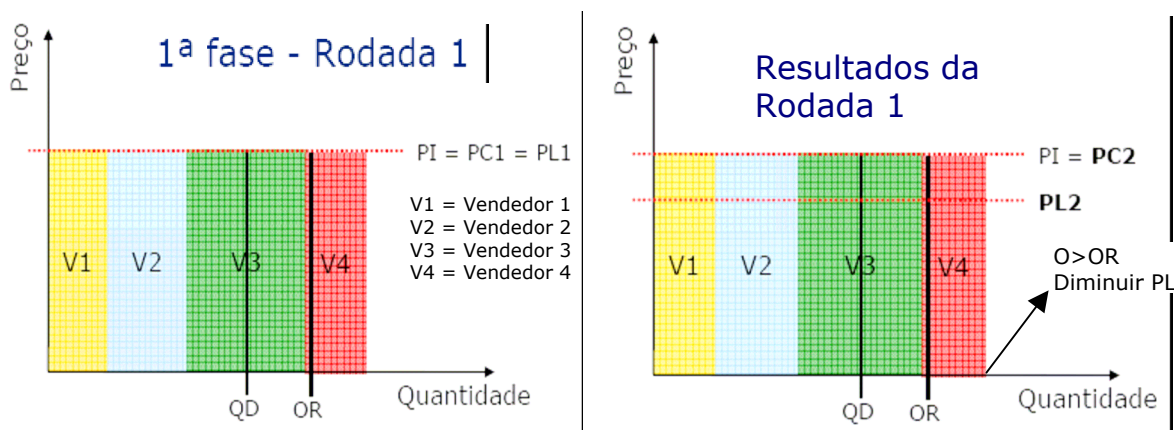


Figura 1.2: Rodada 1 da Primeira Fase do Leilão.

Na figura 1.2 são mostrados a inserção e o processamento dos lances (primeira rodada, primeira fase) de quatro participantes do leilão. Neste exemplo, os vendedores ofertam blocos de energia que estão dispostos a vender ao preço corrente da primeira rodada (PC1). O processamento dos resultados mostra que as quantidades ofertadas (Oferta atual – O) ultrapassam a oferta de referência (OR) calculada pelo MME. Como mostrado à direita na figura 1.2, o preço de lance para a segunda rodada diminui para PL2.

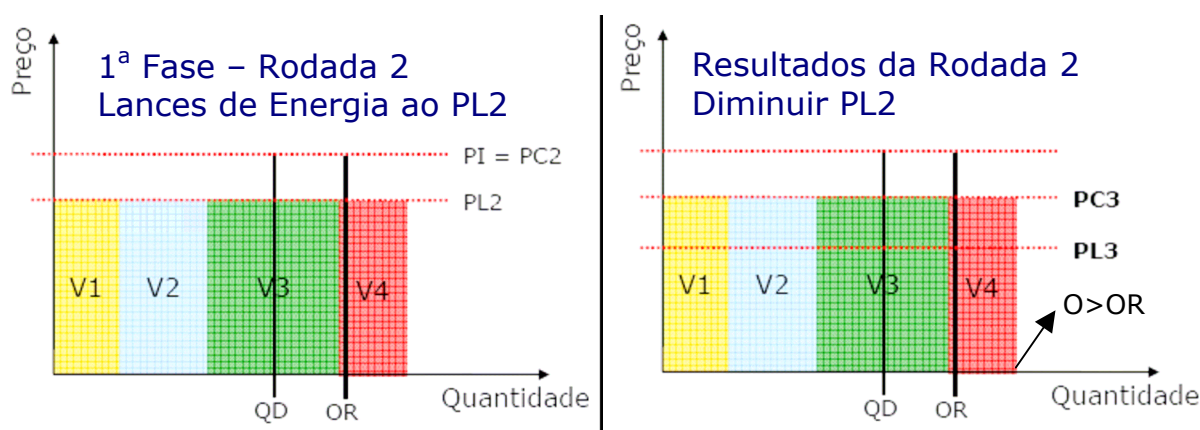


Figura 1.3: Rodada 2 da Primeira Fase do Leilão.

Na segunda rodada, os vendedores mantêm as suas ofertas de quantidade ao preço PL2, portanto, como a oferta atual (O) é maior que a oferta de referência, diminui-se o preço PL3 para a terceira rodada. O processo de oferta em cada rodada continua até que as quantidades ofertadas sejam menores que a quantidade referencial, como apresentado na figura 1.4. Nesse momento, a primeira fase termina sendo classificados para a segunda fase do leilão, os lances dos proponentes da penúltima rodada.

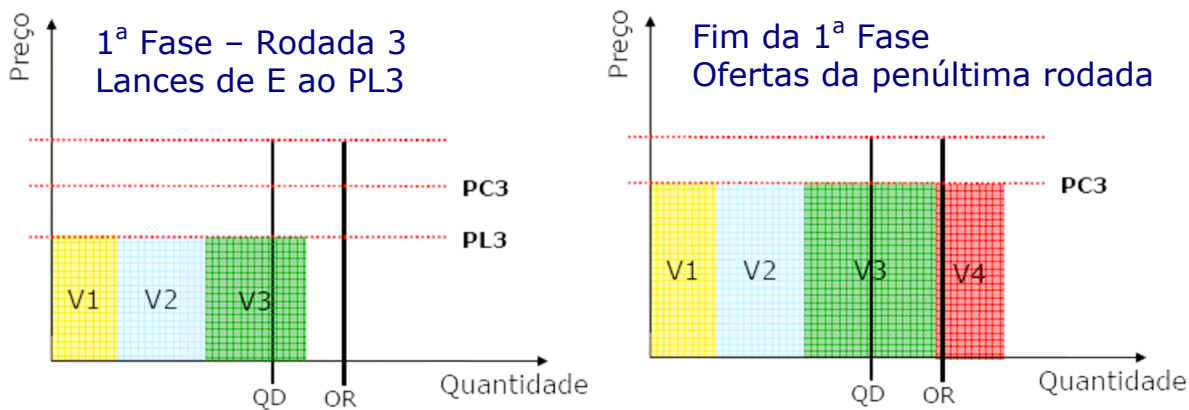


Figura 1.4: Rodada 3 e fim da Primeira Fase do Leilão.

Na figura 1.4 é mostrada a terceira rodada da primeira fase, na qual pode ver-se que, pelo preço PL3, os vendedores 1 e 2 mantêm as suas ofertas enquanto o vendedor 3 diminui a quantidade e o vendedor 4 não realiza oferta. Como mostrado à esquerda nesta figura, a quantidade total ofertada foi inferior à Oferta de Referência, portanto o sistema retorna a situação dos lances ao final da rodada anterior (rodada 2) e encerra-se a primeira fase.

Na segunda fase do leilão, os vendedores ofertam dois preços aos quais estão dispostos a vender a quantidade de energia ofertada na primeira fase. Os preços ofertados deverão ser menores que o preço inicial da penúltima rodada da primeira fase. As ofertas são ordenadas em ordem crescente até completar a quantidade demandada que foi declarada pelas empresas distribuidoras, terminando assim o leilão de energia como mostrado na figura 1.5.

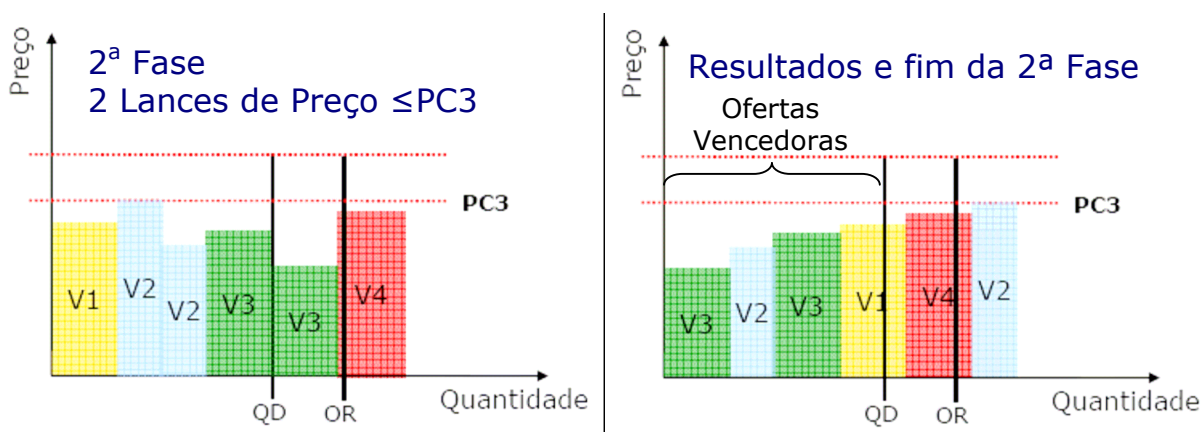


Figura 1.5: Segunda Fase do Leilão.

À esquerda na figura 1.5, pode ser observado que os vendedores 1 e 4 ofertaram preço único, enquanto que os vendedores 2 e 3 ofertaram dois preços diferentes. O processamento da segunda fase consiste em classificar as quantidades em ordem crescente

de preços como mostrado à direita na figura 1.5. São consideradas ofertas vencedoras, parcial ou totalmente, aquelas que atendem até a quantidade demandada (QD). No exemplo mostrado, todas as ofertas do vendedor 3 foram aceitas, uma de duas ofertas do vendedor 2 foi aceita e a oferta do vendedor 1 foi aceita parcialmente até a quantidade demandada, encerrando desta maneira o leilão de energia.

5. Os CCEAR serão implementados entre cada vencedor e todas as Distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.
6. Os novos empreendimentos são leiloados com cinco e três anos de antecedência ao início do fornecimento de energia (leilões A-5 e A-3), enquanto que os empreendimentos existentes são leiloados com um ano de antecedência (leilão A-1) Além disso, são promovidos Leilões de Ajuste cujo objetivo é complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

A metodologia de negociação de contratos bilaterais proposta no capítulo 2 é compatível com a mecânica de funcionamento dos leilões de energia no Brasil, já que permite que o agente vendedor calcule os riscos envolvidos em cada lance de quantidades de energia oferecidos na primeira etapa. Além disso, para a segunda etapa, conhecendo a quantidade de energia resultado da primeira fase, é possível calcular os riscos de exposição no mercado spot para várias ofertas de preços auxiliando ao vendedor na escolha dos melhores preços a serem ofertados.

#### **1.4. CONDIÇÕES CONTRATUAIS DOS CONTRATOS BILATERAIS**

No processo de negociação de contratos bilaterais não somente preços, quantidades e duração do contrato são estabelecidos. Existem outras condições contratuais que devem ser consideradas na negociação como, por exemplo, quais serão os pontos de entrega da energia ou pontos de medição, como serão divididos os encargos de transmissão e perdas durante o transporte da energia e quais serão as quantidades mensais a serem entregues à carga com o propósito de atender as variações sazonais do consumo. Estes últimos valores devem apresentar uma certa flexibilidade, devido a flutuações imprevisíveis no consumo. Nas seções a seguir serão descritas em detalhe quais são essas condições contratuais, como são negociadas e como afetam financeiramente os agentes envolvidos



### 1.4.1. Preço do contrato

No mercado de energia elétrica, o preço dos contratos bilaterais é determinado pela Receita que o dono do empreendimento está disposto a aceitar para cobrir o custo do projeto mais uma porcentagem de lucro como apresentado a seguir:

$$\pi_j = R_j^{esp} / E_j \quad (1.1)$$

Onde  $R_j^{esp}$  é a Receita Anual Esperada (\$) decorrente do contrato  $j$ ,  $E_j$  é o montante de energia anual (MWh) e  $\pi_j$  o preço do contrato (\$/MWh). Quando o valor da receita anual esperada é igual ao custo anual de produção, temos como resultado de (1.1) o preço mínimo de venda que o agente pode oferecer. Este cálculo não considera custos de oportunidade, nem efeitos como a exposição no mercado spot. No modelo de negociação de contratos bilaterais é mostrada uma forma probabilística para determinar o preço contratual considerando estes custos e que pode ser usada tanto para a negociação no ACL como no ACR.

Os contratos bilaterais negociados no ACR possuem uma cláusula de reajuste tarifário anual, a qual depende do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Contudo, neste trabalho sugere-se a necessidade de uma revisão anual dos preços contratuais, que permitiria reduzir a incerteza nas previsões de preços no mercado spot e, conseqüentemente, reduziria os riscos envolvidos na negociação, permitindo oferecer preços mais competitivos.

### 1.4.2. Duração e Quantidades Anuais

No ACL esta condição é negociada entre as partes de comum acordo, sendo que para contratos de vários anos, podem ser previstos aumentos das quantidades de energia ano após ano, de acordo com a previsão do crescimento da carga por parte do consumidor livre. Já no ACR, a duração dos contratos depende do tipo de leilão no qual a GENCO participou assim:

- Entre 15 e 30 anos para novos empreendimentos.
- Entre 5 e 10 anos para empreendimentos existentes.

De forma geral no Brasil, o prazo mínimo para realização de um contrato bilateral é de seis meses.

### 1.4.3. Sazonalização

A Sazonalização é o processo de dividir as quantidades anuais de um contrato  $j$  ( $E_j$ ), em montantes mensais ( $E_{j,m}$ ), geralmente de acordo com a curva de carga do comprador do contrato. A CCEE estabelece que esta condição contratual é facultativa, sendo sugerida pelo comprador e validada pelo vendedor. Caso não seja especificada, para efeitos de contabilização, a CCEE assume sazonalização uniforme (*flat*). Sazonalização uniforme significa que é constante ao longo do período de contabilização do contrato. Como usualmente este período é de um ano, o valor da sazonalização uniforme pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$E_{j,m} = E_j / 12 \quad (1.2)$$

Outra forma de realizar a sazonalização é proporcionalmente à carga do agente comprador. Este cálculo pode ser feito de acordo com a seguinte fórmula:

$$E_{j,m} = \frac{ED_m}{\sum_{m=1}^{12} ED_m} \cdot E_j \quad (1.3)$$

Onde  $ED_m$  é a energia demandada no mês  $m$ . Os valores sazonalizados afetam diretamente os pagamentos do comprador, bem como a exposição no mercado spot dos dois agentes envolvidos. Estas afirmações são ilustradas através dos seguintes exemplos:

*Exemplo 1.1:* Um contrato bilateral é assinado entre uma GENCO e um comprador por um montante anual igual a 1200 MWh ao preço de 20 \$/MWh. Na tabela 1.2 são apresentadas as principais características presentes na implementação do acordo.

Tabela 1.2: Implementação de contrato com Sazonalização uniforme.

Mês	Quantidades mensais (MWh)			$\lambda$ (\$/MWh)	Pagamentos (\$/mês)		
	Carga	Contrato	Spot		Contrato	Spot	Total
Jan	100	100	0	10	2.000	0	2.000
Fev	120	100	20	15	2.000	300	2.300
Mar	140	100	40	25	2.000	1.000	3.000
Abr	170	100	70	50	2.000	3.500	5.500
Maio	190	100	90	50	2.000	4.500	6.500
Jun	120	100	20	35	2.000	700	2.700
Jul	80	100	-20	15	2.000	-300	1.700
Ago	50	100	-50	10	2.000	-500	1.500
Set	30	100	-70	7	2.000	-490	1.510
Out	40	100	-60	8	2.000	-480	1.520
Nov	60	100	-40	8	2.000	-320	1.680
Dez	100	100	0	10	2.000	0	2.000
<b>Total</b>	1200	1200	0	--	24.000	7.910	31.910

A sazonalização uniforme deste contrato é de 100 MWh em cada mês, com uma receita constante para o vendedor de \$2.000/mês. Supondo que a carga mensal do comprador apresenta o comportamento mostrado na coluna 2 da tabela 1.2. A energia sazonalizada do contrato é mostrada na coluna 3, enquanto que na coluna 4 é mostrada a energia a comprar no mercado spot ( $E^{spot}$  = diferença entre a carga e o contrato). Os preços do spot ( $\lambda$ ) são mostrados na coluna 5 e os respectivos pagamentos são apresentados nas últimas três colunas.

Na tabela 1.2 pode ser visto como é usado o mercado spot para compensar as diferenças entre a implementação do contrato e o consumo real da carga. Além disso, observa-se que em certos períodos de tempo aparecem pagamentos negativos, devidos à sazonalização uniforme do contrato.

*Exemplo 1.2* Agora considere o exemplo 1.1, mas fazendo uma sazonalização proporcional, a qual foi calculada através de (1.3). Na tabela 1.3 é apresentado o consumo mensal da carga, a sazonalização do contrato e os preços do spot (colunas 2, 3 e 4). As últimas três colunas da tabela mostram os pagamentos do comprador.

Neste exemplo pode ser visto que as quantidades a serem adquiridas no spot são zero, pois o consumo da carga foi igual a sazonalização do contrato. Isto não acontece na prática porque existe incerteza no comportamento da carga, embora estas diferenças sejam pequenas devido a que o comprador possui um grau de conhecimento do consumo que lhe permite fazer uma previsão com pouca incerteza. Comparando as tabelas 1.2 e 1.3, pode-se observar a exposição que sofre o comprador no mercado spot quando usa sazonalização uniforme.

Tabela 1.3: Implementação de contrato com sazonalização proporcional.

Mês	Quantidades mensais (MWh)			$\lambda$ (\$/MWh)	Pagamentos (\$/mês)		
	Carga	Contrato	Spot		Contrato	Spot	Total
Jan	100	100	0	10	2.000	0	2.000
Fev	120	120	0	15	2.400	0	2.400
Mar	140	140	0	25	2.800	0	2.800
Abr	170	170	0	50	3.400	0	3.400
Mai	190	190	0	50	3.800	0	3.800
Jun	120	120	0	35	2.400	0	2.400
Jul	80	80	0	15	1.600	0	1.600
Ago	50	50	0	10	1.000	0	1.000
Set	30	30	0	7	600	0	600
Out	40	40	0	8	800	0	800
Nov	60	60	0	8	1.200	0	1.200
Dez	100	100	0	10	2.000	0	2.000
<b>Total</b>	1200	1200	0	--	24.000	0	24.000

No caso da sazonalização uniforme, a exposição no spot foi negativa, por que a receita da venda das sobras de energia entre julho e novembro não compensou os pagamentos entre fevereiro e junho. No caso da sazonalização proporcional, a exposição no mercado spot é mínima ou zero, apenas acontecendo por causa da incerteza na previsão do consumo. Por esta razão, pode-se concluir que a estratégia usada de sazonalização do contrato afeta os pagamentos efetuados pelo comprador.

#### 1.4.4. Flexibilização

Devido à incerteza presente em uma previsão de longo prazo de variáveis como a carga, geração e preços do mercado spot, os montantes declarados de sazonalização são diferentes dos realmente consumidos. Portanto, os agentes precisam de uma certa flexibilidade com o propósito de compensar esta diferença. Os exemplos a seguir mostram a implementação de contratos bilaterais considerando vários tipos de sazonalização, com o propósito de entender o conceito de flexibilização e seu impacto econômico para os agentes.

*Exemplo 1.3:* Considere o caso do comprador do exemplo 1.1, que realiza o contrato bilateral de 1200 MWh durante um ano, mas com flexibilização de  $\pm 15\%$  nos montantes mensais. Na tabela 1.4 é apresentada a implementação deste exemplo.

Tabela 1.4: Implementação de contrato com Sazonalização uniforme e flexibilização.

Mês	Quantidades mensais (MWh)			$\lambda$ (\$/MWh)	Pagamentos (\$/mês)		
	Carga	Contrato	Spot		Contrato	Spot	Total
Jan	100	100	0	10	2.000	0	2.000
Fev	120	115	5	15	2.300	75	2.375
Mar	140	115	25	25	2.300	625	2.925
Abr	170	115	55	50	2.300	2.750	5.050
Mai	190	115	75	50	2.300	3.750	6.050
Jun	120	115	5	35	2.300	175	2.475
Jul	80	85	-5	15	1.700	-75	1.625
Ago	50	85	-35	10	1.700	-350	1.350
Set	30	85	-55	7	1.700	-385	1.315
Out	40	85	-45	8	1.700	-360	1.340
Nov	60	85	-25	8	1.700	-200	1.500
Dez	100	100	0	10	2.000	0	2.000
<b>Total</b>	<b>1.200</b>	<b>1.200</b>	<b>0</b>	<b>--</b>	<b>24.000</b>	<b>6.005</b>	<b>30.005</b>

Como pode ser visto, com uma sazonalização uniforme de 100 MWh, o comprador pode consumir entre 85 e 115 MWh cada mês, desde que no final do ano o somatório dos

montantes implementados do contrato seja igual a 1200 MWh. O preço do contrato continua em 20 \$/MWh e a energia assegurada da GENCO é de 100 MW médio. A tabela 1.4 mostra a implementação do contrato do ponto de vista do comprador, onde pode ser observado que as quantidades mensais do contrato oscilam entre 85 e 115 MWh de acordo com o seu consumo. Na figura 1.6. são mostrados graficamente estes resultados.

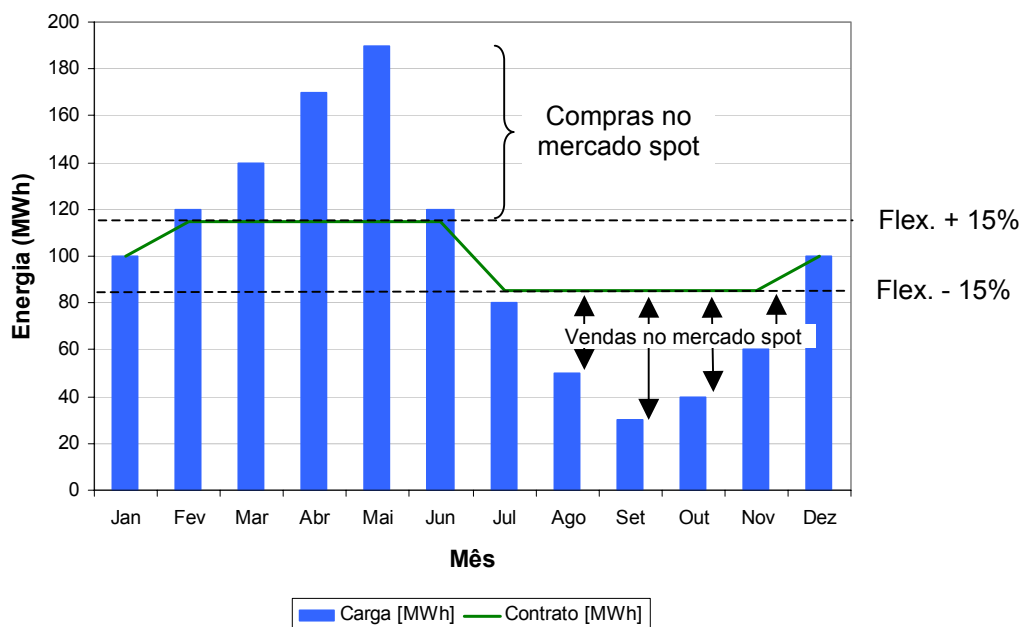


Figura 1.6: Carga e Implementação do contrato com sazonalização uniforme e Flexibilização de  $\pm 15\%$ .

Verifica-se que no último mês, não houve necessidade de compensar desequilíbrios para atingir o montante anual contratado. Os desequilíbrios em alguns meses acontecem por causa de variações incertas no consumo do comprador, sendo necessário compensar no último mês esta diferença através do mercado spot. Comparando a tabela 1.4 com a tabela 1.2, observa-se que graças à flexibilização a exposição do comprador ao preço do mercado spot diminuiu, refletindo-se numa diminuição dos pagamentos totais de \$31.910 para \$30.005.

A seguir será analisado como modelar e avaliar os riscos, com o propósito de estabelecer uma base que permita aos agentes determinar o nível de risco de um possível contrato e as condições contratuais que viabilizariam o acordo.

## 1.5. GERENCIAMENTO DE RISCOS

As incertezas no longo prazo afetam a implementação dos contratos bilaterais e, conseqüentemente, incorporam riscos a serem assumidos pelos agentes envolvidos em tais acordos, sendo necessário tomar ações tendentes a gerenciar ou diminuir o risco para níveis aceitáveis. Para tanto, considere o seguinte exemplo.

*Exemplo 1.4:* Considere o exemplo 1.3 do ponto de vista do agente vendedor (GENCO) o qual possui uma usina hidrelétrica cuja energia assegurada é 100 MW médio<sup>3</sup>. Devido ao fato de que há uma incerteza de 5% na quantidade de energia produzida pela usina, existe a possibilidade da GENCO não atingir o nível de energia disponível para atender o contrato. Na figura 1.7 é apresentado este caso, no qual são destacadas duas áreas, correspondentes às compras (área 1) e vendas (área 2) de energia da GENCO no spot. A GENCO compra energia naqueles períodos em que a sua geração é menor do que o nível do contrato e vende quando sua energia é maior do que o nível do contrato. Quando a área 1 é menor ou igual do que a área 2, há sobra de energia para atender o contrato, em caso contrário, há déficit de energia.

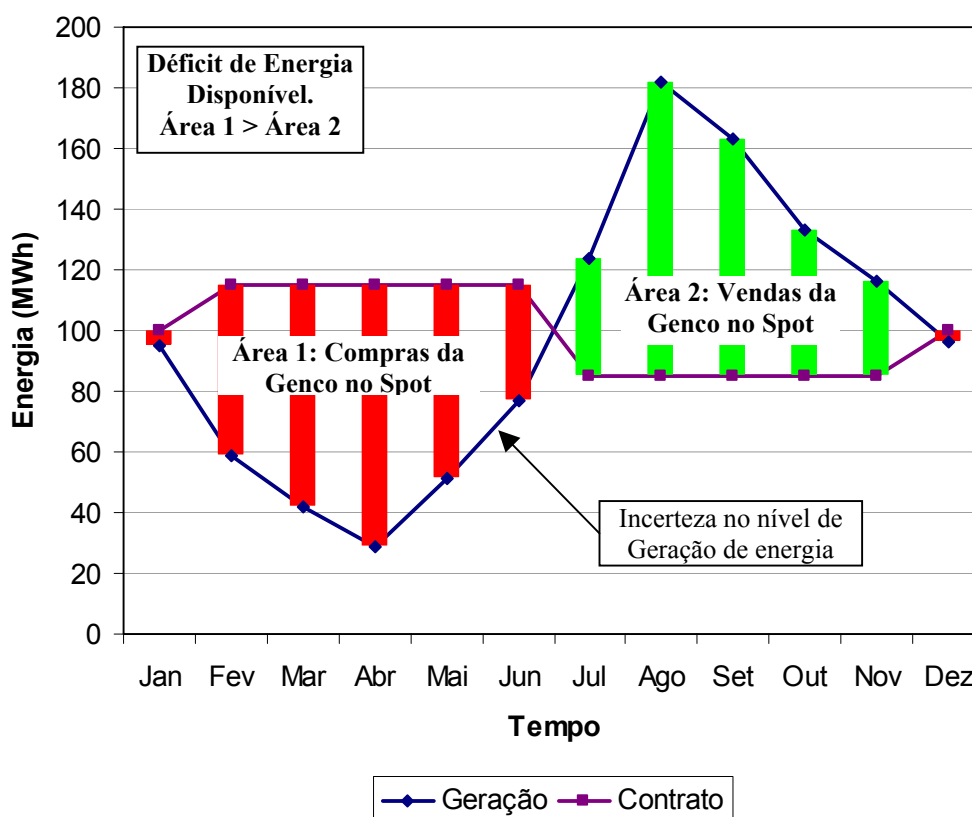


Figura 1.7: Situação de Déficit de energia disponível para atender um contrato bilateral.

<sup>3</sup> O MW médio é uma medida de energia que significa a média mensal de uma determinada energia anual.

Observando a figura 1.7 pode-se verificar o impacto do tipo de sazonalização escolhida pelo comprador. Como descrito no exemplo 1.3, o comprador requer sazonalização uniforme, mas no caso de que seja requerida uma sazonalização proporcional, a área 1 pode ser ainda maior. Isto tem um grande impacto econômico, porque mesmo que as áreas sejam iguais, os preços do mercado spot podem levar a uma exposição negativa da GENCO e conseqüentemente levar a perdas.

A incerteza na geração da usina não é a única fonte de risco que deve encarar uma GENCO. Variáveis como preço e sazonalização proposta pelo comprador também afetam o nível de risco envolvido no contrato bilateral. Várias medidas de risco têm sido propostas e implementadas no cenário internacional [14] – [16] e no Brasil [17]. A sazonalização e flexibilização fornecem confiabilidade no atendimento aos consumidores finais, condições que permitem ao comprador se proteger do risco financeiro. Os níveis escolhidos para estas condições permitem que o consumidor assuma maior ou menor risco decorrente da sua participação no mercado de energia. Os contratos futuros e de opção mencionados na seção 1.2.2 e 1.2.3, são uma maneira para o vendedor gerenciar o risco [18], embora, ele deve avaliar de maneira adequada os comportamentos do comprador que afetam seu desempenho econômico. As seções seguintes estão dedicadas a estudar os fundamentos para modelagem, avaliação e gerenciamento de riscos que ajudaram na formulação do modelo de negociação de contratos bilaterais proposto.

### **1.5.1. Simulações de Monte Carlo**

A definição clássica do risco consiste na probabilidade de que um evento indesejável aconteça, como por exemplo, a falha de um equipamento, a morte de um organismo vivo em um experimento, ou a quantidade de tempo para ser atendido numa fila exceda um determinado valor. A modelagem de eventos através de probabilidades é feita usando variáveis aleatórias, cuja função de distribuição e de densidade de probabilidade podem ser aproximadas através de simulações. Estas simulações estão baseadas na repetição de um grande número de experimentos, nos quais o evento a ser simulado acontece independentemente entre as repetições. Este método de simulação foi introduzido com o nome de Método de Monte Carlo pelos matemáticos John Von Neumann e Stanislaw Ulam para estudar a distância percorrida por nêutrons nos materiais [19]. Este método é amplamente usado em várias aplicações demonstrando a sua utilidade na modelagem de variáveis aleatórias.

No exemplo 1.4 pode ser usada a técnica de Monte Carlo para simular o comportamento da geração variando aleatoriamente  $\pm 5\%$  em torno do perfil de geração previsto. Basicamente esta seria uma metodologia parecida à usada pelo MME para calcular a energia assegurada das usinas. Um número grande de amostras pode ser gerado, calculando em cada caso a energia disponível para atender o contrato. A contagem do número de casos nos quais houve déficit de energia fornece uma boa aproximação do risco a ser assumido pela GENCO, para atender o contrato. A modelagem dos riscos envolvidos na implementação de um determinado contrato bilateral é feita usando esta técnica para várias condições contratuais e cenários operativos. A avaliação destes riscos fornece uma base sólida que auxilia a tomada de decisões durante a negociação de contratos de longo prazo.

### 1.5.2. Valor ao Risco (Value at Risk – VaR)

VaR é uma metodologia desenvolvida no mercado financeiro para avaliar a exposição ao risco de investimentos de uma companhia. VaR significa a máxima perda esperada em um horizonte de tempo para uma probabilidade de ocorrência dada. Esta probabilidade de ocorrência é conhecida como nível de confiança ou intervalo de confiança a qual representa o grau de certeza que se tem acerca do VaR [20]. Um nível de confiança comumente adotado é 95%, o qual significa que 95% das vezes o valor esperado (de ganho ou perdas) é maior do que o VaR e que existe um risco de 5% de que seja menor. Para um melhor entendimento, é mostrado a seguir um exemplo.

*Exemplo 1.5:* Considere que o custo de geração de uma GENCO é 50 R\$/MWh e que a sua capacidade é de 100 MW. Suponha que não existem contratos bilaterais assinados e que a energia gerada é vendida ao preço do mercado spot. Além disso, considerando que se tem certeza nos níveis de geração da usina, existe incerteza nos preços do mercado spot, os quais oscilam em torno de  $\pm 20\%$  dos valores estimados na tabela 1.5 a seguir:

Tabela 1.5: Expectativas de Geração, preços e receita da GENCO do Exemplo 1.5.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
<b>Geração mensal [MWh]</b>	100	60	40	30	50	80	120	190	170	140	120	100	1.200
<b><math>\lambda</math> [\$/MWh]</b>	10	10	12	10	11	14	20	35	50	35	20	10	--
<b>Receita esperada da GENCO [\$/mês]</b>	1.000	600	480	300	550	1.120	2.400	6.650	8.500	4.900	2.400	1.000	29.900



Se as previsões da GENCO em relação ao preço são exatas, a expectativa da GENCO é de obter uma receita anual de \$ 29.900. Mas dado que existe a incerteza nos preços do mercado spot, a GENCO decide usar o Método de Monte Carlo com 1000 simulações de preços variando  $\pm 20\%$ , calculando em cada simulação a receita anual. Na figura 1.8, vemos a distribuição de freqüências da receita anual da GENCO, bem como a freqüência acumulada das simulações realizadas. A freqüência acumulada é a área abaixo da curva de freqüências, que na verdade é uma aproximação à curva de densidade de probabilidade.

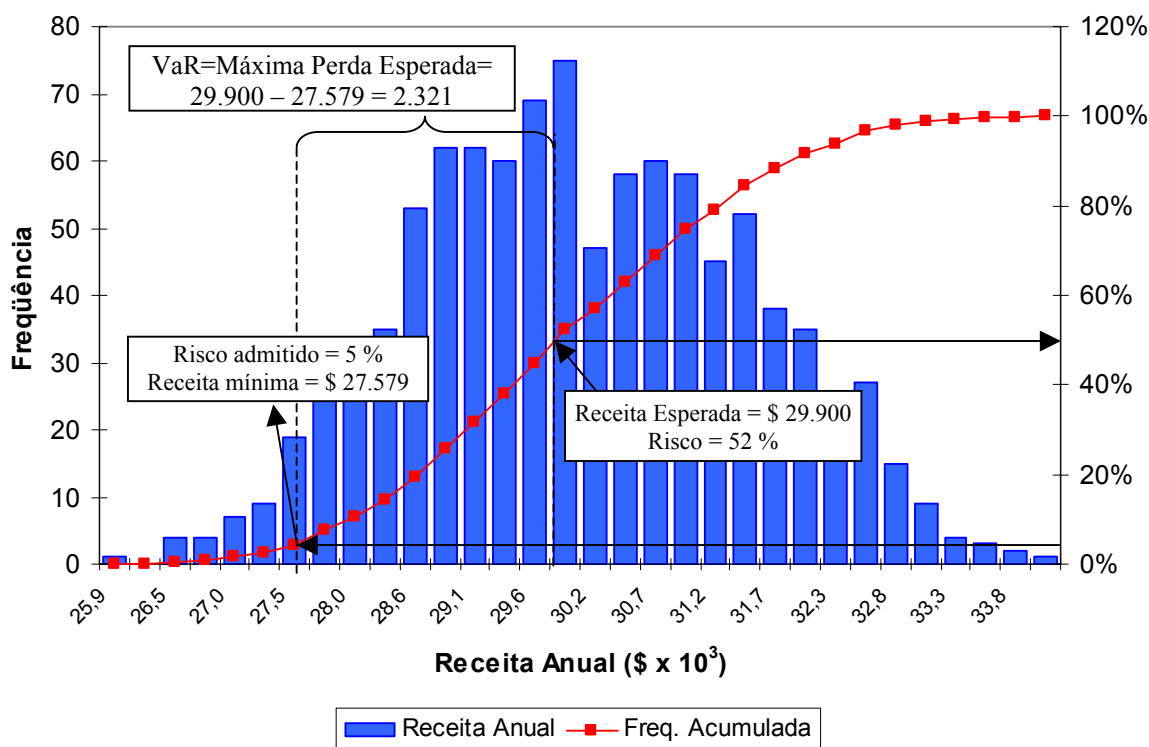


Figura 1.8: Histograma e freqüência acumulada da receita anual do Exemplo 1.5.

Desta curva podemos concluir que a GENCO corre um risco de 52% de que o valor esperado de receita anual seja inferior a \$29.900. Da mesma maneira, no caso em que a GENCO admite apenas 5% de risco, a mínima receita esperada pode ser estimada na curva de freqüência acumulada como sendo \$27.579. O VaR é a diferença entre a receita esperada da GENCO e a receita mínima esperada para um risco admissível de 5%, ou seja, \$2.321. Note que quanto maior o VaR, maior a possibilidade de não obter a receita esperada.

### 1.5.3. Variações do conceito de VaR

Variações no conceito de VaR têm sido desenvolvidas, como por exemplo, Fluxo de Caixa ao Risco (*Cash Flow at Risk – CFaR*), Receitas ao Risco (*Earnings at Risk – EaR*) e

Lucro ao Risco (*Profit at Risk – PaR*) [21]. Estas variações são visões diferentes de avaliação do risco que se está querendo medir. No entanto, na literatura tem se reportado que VaR apresenta limitações, como o fato de não fornecer uma medida relacionada com os casos nos quais as perdas potenciais ultrapassam o VaR estabelecido e também ser difícil de otimizar exceto quando se assume que as variáveis aleatórias seguem uma distribuição de probabilidade normal [21]. Outra limitação do VaR é que não considera as perdas de capital devidas a cenários extremos como catástrofes ou grandes depressões [16], [17]. Para contornar estas limitações, o Valor ao Risco Condicional (*Conditional Value at Risk - CVaR*) foi proposto como uma medida da média dos valores que excedem o VaR [22]. CVaR produz uma melhor medida das perdas potenciais que excedem o nível de confiança por que, segundo os autores em [17], ele considera todos os cenários, incluindo os piores. Já que estas medidas são uma ferramenta de avaliação do risco, a discussão acerca de qual medida se deve usar depende da visão do agente que está fazendo a avaliação.

As seguintes formas de medir o risco dos agentes envolvidos em contratos bilaterais são também propostas em [15]:

- Arrependimento: É diferença entre o lucro ideal e o lucro verificado, portanto, o risco é definido como a probabilidade de que o arrependimento ultrapasse um nível de tolerância definido pelo Agente.
- Dispersão da média: O risco é definido como a probabilidade de que o Lucro verificado se desvie da média acima do nível de tolerância definido pelo agente.

Mas como mencionado anteriormente, a escolha da medida de valoração do risco ou a implementação de uma medida nova depende da perspectiva da qual está sendo analisado o problema. Neste trabalho é usada uma formulação de avaliação do risco baseada no conceito básico de VaR. Esta formulação é ajustada com simplicidade e precisão para ser utilizada na avaliação do risco energético e de exposição financeira quando são negociados contratos bilaterais anuais, como será mostrado nos capítulos seguintes.

No capítulo 2 é apresentada a formulação da metodologia de negociação de contratos bilaterais do ponto de vista do agente vendedor. Alguns exemplos são mostrados e testes numéricos com dados reais são utilizados para verificar o desempenho do método. No capítulo 3 é descrito o modelo de negociação do ponto de vista do agente comprador. Finalmente, no capítulo 4 são mostradas as conclusões obtidas através da presente pesquisa, bem como sugestões para futuros trabalhos.

## 1.6. ORIGINALIDADE DO TRABALHO PROPOSTO

O tema de negociação de contratos bilaterais se enquadra nas seguintes áreas de pesquisa:

- Estratégias para Ofertar no mercado spot (*Bidding Strategies*) [23] – [26].
- Determinação de preço de contratos (*Contract Pricing*) [14], [15], [27].
- Valoração e Gerenciamento de Riscos (*Risk Assessment and Risk Management*). [15] – [17], [21] – [22], [28] – [32].

A presente pesquisa enquadra-se principalmente nas duas últimas áreas, onde a previsão e modelagem do mercado spot, permitem a determinação, não só do preço dos contratos bilaterais, mas das outras condições contratuais (quantidades, sazonalização e flexibilização) se baseando na valoração e gerenciamento de riscos.

Em [15] os autores propõem um esquema prático de negociação, em que comprador e vendedor determinam mutuamente o preço e as quantidades de um contrato bilateral benéfico para ambas partes ou concluem que não é interessante realizar o acordo. Nesse trabalho, as partes podem escolher sua própria medida de avaliação do risco aplicando critérios próprios do risco que estão dispostos a assumir. Esta proposta é interessante do ponto de vista da praticidade da negociação, mas não considera o comportamento da implementação do contrato no tempo.

Considerar o tempo dentro da negociação do contrato é um dos principais aportes da presente pesquisa, especialmente em sistemas hidro-térmicos, onde o despacho econômico das usinas depende do custo estimado da água, calculado por meio da otimização do recurso ao longo do tempo. Uma GENCO cujo parque gerador é de origem hidráulica, enfrenta durante a negociação de um contrato bilateral, uma incerteza adicional em termos da disponibilidade de energia para atender as quantidades contratuais ao longo do tempo. Esta incerteza pode significar uma maior exposição no mercado spot.

A avaliação da exposição no mercado spot causada por um contrato particular é mais uma contribuição importante deste trabalho. A exposição total do participante (comprador ou vendedor), calculada como o somatório das exposições causadas por todos os contratos, lhe permite conhecer se esta exposição é favorável ou não. Além disso, através desta avaliação é possível identificar de maneira iterativa (ou em rodadas de negociação) como as condições contratuais aumentam ou diminuem a sua exposição. Esta característica de

iteratividade é o fundamento do modelo de negociação porque permite simular diferentes condições e diferentes cenários facilitando as decisões.

A avaliação da disponibilidade energética da GENCO já é usada no Brasil para contratação bilateral. Esta avaliação é conhecida como *Lastro de Venda*, sendo que pelas regras do mercado brasileiro uma companhia não pode comprometer uma quantidade contratual maior que o Lastro calculado para cada usina do seu parque gerador. Envolver esta medida de avaliação em conjunto com *VaR* para a negociação de um potencial contrato bilateral é também uma contribuição importante desta pesquisa.

Em [27] é analisado o cálculo do preço de contratos bilaterais com flexibilidade na entrega ao longo do período contratual, respeitando a quantidade total do contrato. Os autores partem do princípio de que os participantes não podem especular, ou seja, um participante não pode comprar energia de outro e revender no mercado spot para obter lucro. Assumindo que um dos participantes tem a opção de revender no mercado spot, este agente decide as quantidades contratuais a serem despachadas ao longo do tempo para otimizar suas receitas. Desta maneira, as possibilidades de especulação do agente são identificadas e, portanto, o preço do contrato é determinado de forma que a receita da especulação seja descontada.

Este é um dos assuntos abordados neste trabalho, já que os contratos bilaterais realizados no Brasil envolvem a entrega flexível dos montantes contratuais. Nesta pesquisa, a flexibilidade é analisada em duas formas. A primeira é determinada pelo consumo da carga sendo uma obrigação para o vendedor e uma proteção para o comprador. A segunda forma é similar à [27], onde a flexibilidade é determinada pelo preço do mercado spot, sendo uma opção para os agentes envolvidos. A modelagem de como é exercida esta opção, para determinar os riscos em um contrato potencial é um desafio interessante que é estudado neste trabalho, mas que está limitado à quantidade de informação disponível pelo agente.

A contribuição da proposta atual é que a determinação do preço da flexibilidade dentro da negociação do contrato bilateral é feita através da análise do risco de exposição do agente no spot, sendo que o preço do contrato é negociado para diminuir a exposição do agente até um nível tolerável. As principais idéias desta pesquisa foram submetidas através de três artigos [4] – [6] que foram aprovados para publicação em um congresso nos Estados Unidos e duas Conferências na Europa.

## 1.7. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada uma visão geral acerca dos contratos bilaterais que permitirá entender o modelo de negociação proposto neste trabalho. Também foi resumida a terminologia mais usada pelos especialistas no Brasil e no resto do mundo para designar e classificar os contratos bilaterais. Foi dedicada uma seção especial para o entendimento de como funcionam os leilões de energia no Brasil, que se concretizam na implementação de contratos bilaterais, mencionando que a técnica proposta pode ser empregada pelos agentes que participam de leilões de energia.

Foi mostrado como as condições contratuais afetam o desempenho econômico dos agentes envolvidos, fazendo ênfase nas condições de sazonalização e flexibilização. Além disso, dado que durante a negociação de contratos bilaterais existe incerteza sobre o comportamento das variáveis que intervêm na liquidação dos contratos, foi introduzido o conceito de risco e como modelá-lo através do método de Monte Carlo. Finalmente, o conceito de *Value at Risk – VaR* foi apresentado como uma medida de avaliação de risco, bem como algumas das suas variações que são usadas dependendo da perspectiva na qual está sendo analisado o risco.



## **2. FORMULAÇÃO DO MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS (Ponto de Vista do Agente Vendedor)**

*É apresentada neste capítulo a formulação de um modelo de negociação de contratos bilaterais baseado na avaliação do risco de Insuficiência de Lastro e do risco de exposição negativa no mercado spot do ponto de vista das GENCOS. São apresentados exemplos que ajudam a ilustrar a facilidade de implementação desta ferramenta, bem como a sua utilidade na tomada de decisão durante a negociação. Uma seção é dedicada às particularidades da implementação no Brasil*

### **2.1. CARACTERÍSTICAS DAS GENCOS DURANTE A NEGOCIAÇÃO**

Durante o período de duração dos contratos bilaterais, a previsão de algumas variáveis como condições hidrológicas, disponibilidade de usinas, entrada de novas usinas geradoras, crescimento da carga e preços do mercado spot, entre outras, podem ser imprecisas e complexas. Portanto, a principal característica das GENCOS durante a negociação dos contratos bilaterais é a de incerteza sobre o que acontecerá durante o longo período de duração do contrato. Embora a implementação do contrato garanta à GENCO uma receita fixa, persiste a incerteza acerca de se essa receita remunera adequadamente os investimentos feitos ou se o lucro do negócio é o suficiente para permitir a expansão com novos empreendimentos.

Por outro lado, o órgão regulador, com o objetivo de garantir o fornecimento aos usuários, impõe penalidades para GENCOS que não conseguem atender os compromissos contratuais adquiridos ou que colocam em risco a operação conjunta do sistema de potência. Devido a isto, o modelo que será apresentado a seguir tem por objetivo dar suporte à tomada de decisão do processo de negociação de contratos bilaterais,

considerando que estes devem ter uma revisão dos termos contratuais na base anual, sendo que, na medida em que as ferramentas de previsão das variáveis já mencionadas melhorem a sua exatidão, maior será o período de revisão, permitindo ao usuário do modelo adaptá-lo às suas necessidades.

Considerando um horizonte de tempo anual, igual ao período de apuração para penalidades por parte o órgão regulador, o modelo considera os riscos financeiros envolvidos na implementação de contratos, sejam estes causados pela aplicação de possíveis penalidades devidas a déficit de energia (ou Insuficiência de Lastro), sejam devidos à necessidade de comprar energia através de outros contratos mais caros ou sejam devidos à compra de energia no mercado de curto prazo a preços desfavoráveis. Este modelo pode ser usado nos anos subsequentes para estimar estes riscos em um novo contrato ou revisar as condições dos contratos existentes. Para cada ano sob estudo, vários cenários de previsão das variáveis que afetam a operação da GENCO, podem ser considerados baseando-se nos dados históricos, sendo esta informação fundamental no processo de tomada de decisão.

O modelo apresentado considera principalmente as regras de comercialização vigentes no mercado de eletricidade brasileiro, mas foi escolhida uma nomenclatura diferente da usada nos procedimentos da CCEE do Brasil, para que o modelo possa ser adaptado e usado por agentes participantes de outros mercados de eletricidade. Por este motivo, a formulação da metodologia começa com a definição da receita da GENCO, considerando a oferta constituída pelo preço e pelo volume. Continua-se com a definição do lastro para venda que deve respaldar o contrato e depois, apresenta o cálculo da insuficiência de lastro com as respectivas penalidades aplicadas pelo órgão regulador. Adicionalmente, é apresentada a modelagem de outras condições contratuais como sazonalização, modulação e flexibilização, bem como a formulação dos riscos envolvidos nos contratos bilaterais e finalmente são mostrados alguns exemplos da aplicação da metodologia.

## 2.2. FUNÇÃO LUCRO DE UMA GENCO

Definimos o lucro anual  $GAP$  de uma GENCO como mostrado em (2.1):

$$GAP = R^{cont} + T^{spot} - C^{ger} - C^{BCC} - C^{pen} \quad (2.1)$$

Onde,  $R^{cont}$  é a receita da GENCO obtida pela venda de energia através de contratos bilaterais,  $T^{spot}$  é a receita (se positiva) ou pagamento (se negativo) devido à participação



da GENCO no mercado spot,  $C^{ger}$  é o custo de produção da energia elétrica por parte da GENCO,  $C^{BCC}$  é o custo da compra de energia através de contratos bilaterais e  $C^{pen}$  é o eventual custo das penalidades impostas pelo regulador.

A receita anual do gerador devido à venda de energia,  $R^{cont}$ , incluindo possíveis novos contratos é descrita na equação (2.2).

$$R^{cont} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \cdot \pi_j \quad (2.2)$$

Onde  $E_{m,j,u}^{BCV}$  é a quantidade de energia (MWh) fornecida pela usina  $u$ , para o contrato de venda  $j$ , no mês  $m$ ;  $\pi_j$  é o preço do contrato  $j$  em R\$/MWh;  $nv$  é o número de contratos de venda assinados pela GENCO incluindo o contrato sob negociação e  $nu$  é o número de usinas que compõem o parque gerador da GENCO.

A receita (ou gasto) devido a uma transação no mercado de curto prazo é definida como apresentado a seguir:

$$T^{spot} = \sum_{m=1}^{12} E_m^{spot} \cdot \lambda_m \quad (2.3)$$

Onde  $\lambda_m$  é o preço médio mensal em R\$/MWh, como utilizado no mercado brasileiro, e  $E_m^{spot}$  é a energia mensal comprada (quando negativa) ou vendida (quando positiva) no mercado spot como definida em (2.4).

$$E_m^{spot} = \sum_{u=1}^{nu} E_{m,u}^{ger} + E_m^{BCC} - \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \quad (2.4)$$

$E_{m,u}^{ger}$  é a energia total (MWh) produzida pela usina  $u$  durante o mês  $m$  e  $E_m^{BCC}$  é a energia mensal adquirida através de contratos de compra assinados pela GENCO, como definida a seguir:

$$E_m^{BCC} = \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \quad (2.5)$$

Note que  $E_{m,i}^{BCC}$  em (2.5) é o montante de energia sazonalizado do contrato de compra  $i$ , e  $nc$  é o número de contratos de compra. É necessário mencionar que no mercado brasileiro o preço do mercado de curto prazo (PLD), é calculado semanalmente e que o preço  $\lambda_m$  em (2.3) é a média mensal do PLD cujo histórico está publicado regularmente em [3].

O custo operacional da GENCO é o somatório de cada um dos custos das usinas geradoras que compõem o seu parque gerador ao longo do ano como apresentado em (2.6). Para efeitos de simulação, o modelo de custos usado neste trabalho é similar ao apresentado em [33] e descrito pelas equações (2.6) a (2.8), podendo ser usados modelos que melhor descrevam o custo das usinas da GENCO.

$$C^{ger} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^{mu} C_{m,u} \quad (2.6)$$

$$C_{m,u} = \sum_{h=1}^{nh} C_{h,u} \quad (2.7)$$

Onde  $nh$  é o número de horas do mês  $m$ .

$$C_{h,u} = c_u + a_u \cdot P_{h,u} + b_u \cdot P_{h,u}^2 \quad (2.8)$$

$P_{h,u}$  é a potência gerada pela usina  $u$ , na hora  $h$ ;  $c_u$  é o custo fixo de geração;  $a_u$  é o custo marginal de operação e  $b_u$  é o parâmetro de ajuste à curva quadrática de custos de geração como apresentado em [33]. Os parâmetros  $c_u$ ,  $a_u$  e  $b_u$  em (2.8) devem ser convenientemente ajustados pelo agente para considerar o custo das usinas hidrelétricas. Vale a pena mencionar que o custo da produção de energia apresentado em (2.8) é um modelo do ponto de vista da GENCO e não do ponto de vista do sistema como um todo.

O custo anual devido ao pagamento de energia comprada através de contratos bilaterais é apresentado em (2.9), onde  $\pi_i$  é o preço de compra negociado para o contrato  $i$ .

$$C^{BCC} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \cdot \pi_i \quad (2.9)$$

Do ponto de vista da GENCO, a sua energia disponível, também chamada de Lastro ou garantia física para contratação bilateral, é o somatório de cada uma das energias asseguradas das usinas que compõem seu parque gerador, acrescida a energia comprada através de contratos bilaterais como mostrado em (2.10).

$$L = \sum_{u=1}^{mu} E_u^e + \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \quad (2.10)$$

A energia assegurada anual (MWh) da usina  $u$  que pertence à GENCO, é chamada aqui como  $E_u^e$ , cujo valor é obtido através dos estudos de planejamento de longo prazo, considerando 5% de margem de incerteza nas vazões hídricas aos reservatórios das usinas hidrelétricas das GENCOS. No Brasil, o MME calculou e publicou o valor de energia assegurada das hidrelétricas do sistema na portaria 288/2004 e de garantia física para térmicas e PCHs na portaria 303/2004. O conceito de energia assegurada basicamente é um certificado da produção garantida de energia de cada usina do sistema com 5% de risco.

Do ponto de vista do regulador, o cálculo da insuficiência de Lastro –  $IL$  (MWh), que é apurado mensalmente e aplicado anualmente, é modelado através de (2.11), onde o consumo próprio da GENCO pode ser tratado como um contrato a ser atendido.

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{mu} E_{m,j,u}^{BCV} - L^{verificado} \quad (2.11)$$

Onde  $L^{verificado}$  é definido como:

$$L^{verificado} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,u}^{ger} + \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \quad (2.12)$$

Do ponto de vista do regulador, para apuração de penalidades, o cálculo da insuficiência de Lastro consiste em substituir (2.12) em (2.11) como mostrado em (2.13) a (2.15).

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} - \underbrace{\sum_{m=1}^{12} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,u}^{ger} - \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC}}_{\text{Lastro Verificado}} \quad (2.13)$$

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} - \sum_{u=1}^{nu} E_{m,u}^{ger} - \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right] \quad (2.14)$$

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,j,u}^{BCV} - E_{m,u}^{ger}) - \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right] \quad (2.15)$$

Da perspectiva da GENCO que está negociando um contrato bilateral, o cálculo de  $IL$  pode ser feito considerando a energia gerada pelas usinas  $E_{m,u}^{ger}$ , como uma variável aleatória.

No caso de déficit de energia ( $IL$ ) em um determinado ano, o órgão regulador aplica uma penalidade à GENCO calculada através de (2.16).

$$C^{pen} = \begin{cases} 0, & se \ IL \leq 0 \\ \frac{IL}{12} \cdot \lambda^{pen}, & se \ IL > 0 \end{cases} \quad (2.16)$$

Onde  $\lambda^{pen}$  é um preço de referência fixado pelo órgão regulador, que no Brasil, foi estabelecido através do art. 35 do decreto 5.163/2004, como sendo 84,70 R\$/MWh para o ano 2007 e 139,44 R\$/MWh para 2008. No entanto, outro preço pode ser tomado como referência de acordo com as regras vigentes.

Substituindo as equações (2.2) a (2.11) e (2.15) a (2.16), na equação (2.1) obtém-se:

$$\begin{aligned} GAP &= \underbrace{\sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \cdot \pi_j}_{R^{cont}} + \underbrace{\sum_{m=1}^{12} \left( \sum_{j=1}^{nv} \left( \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,u}^{ger} - E_{m,j,u}^{BCV}) \right) + E_m^{BCC} \right)}_{T^{spot}} \cdot \lambda_m - \dots \\ &\dots \underbrace{\frac{\lambda^{pen}}{12} \cdot \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,j,u}^{BCV} - E_{m,u}^{ger}) - \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right]}_{C^{pen}} - C^{ger} - C^{BCC} \end{aligned} \quad (2.17)$$

A equação (2.17) define o lucro da GENCO em função do nível de energia produzida das suas usinas, das quantidades e preços dos contratos de compra e venda de energia

elétrica e do preço do mercado de curto prazo, que considera eventuais penalidades. Manipulando (2.17) podemos obter as expressões (2.18) e (2.19).

$$GAP = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \cdot \pi_j + \sum_{j=1}^{nv} \left( \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,u}^{ger} - E_{m,j,u}^{BCV}) \right) \cdot \lambda_m + \dots \right] - C^{ger} - C^{BCC} \quad (2.18)$$

$$\left[ E_m^{BCC} \cdot \lambda_m - \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,j,u}^{BCV} - E_{m,u}^{ger}) \cdot \frac{\lambda^{pen}}{12} \right]$$

$$GAP = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \cdot \pi_j + \dots \right] - C^{ger} - C^{BCC} \quad (2.19)$$

$$\left[ \sum_{j=1}^{nv} \left( \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,u}^{ger} - E_{m,j,u}^{BCV}) \right) \cdot \left( \lambda_m + \frac{\lambda^{pen}}{12} \right) + E_m^{BCC} \cdot \lambda_m \right]$$

Chamando  $\lambda_m^* = \lambda_m + \frac{\lambda^{pen}}{12}$ , temos:

$$GAP = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} (E_{m,u}^{ger} \cdot \lambda_m^* + E_{m,j,u}^{BCV} (\pi_j - \lambda_m^*)) + E_m^{BCC} \cdot \lambda_m \right] - C^{ger} - C^{BCC} \quad (2.20)$$

$$GAP = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} \left( E_{m,u}^{ger} \cdot \lambda_m^* - \underbrace{E_{m,j,u}^{BCV} (\lambda_m^* - \pi_j)}_{\text{Custo de oportunidade de vender no spot}} \right) + \sum_{i=1}^{nc} \underbrace{E_{m,i}^{BCC} \cdot (\lambda_m - \pi_i)}_{\text{Custo de oportunidade de comprar no spot}} \right] - C^{ger} \quad (2.21)$$

Na equação (2.21), é possível identificar o custo de oportunidade de comprar e vender no mercado spot, devido à realização do contrato bilateral  $j$ . Este custo de oportunidade, reflete o impacto na receita da GENCO, que tem que vender a energia através do contrato ou vender no mercado spot. Além disso, no custo de oportunidade de venda, é considerado o custo da aplicação de uma eventual penalidade por  $IL$ . Observe que no custo de oportunidade de compra não são incluídos custos da aplicação de penalidades devidas à insuficiência de cobertura da carga, estas penalidades, que também são aplicadas pelo regulador aos compradores, são apresentadas no capítulo 3.

Por outra parte, as perspectivas da GENCO e do órgão regulador são diferentes na hora do cálculo das penalidades. Do ponto de vista da GENCO, uma possível penalidade depende dos fatos que acontecerão no futuro. Portanto, a GENCO deve considerar as penalidades de acordo com as suas previsões e expectativas antes que os fatos aconteçam, ou seja EX-ANTE. Já o órgão regulador calcula as penalidades com os dados efetivamente medidos, ou seja, EX-POST. Estas duas visões são ilustradas na figura a seguir.

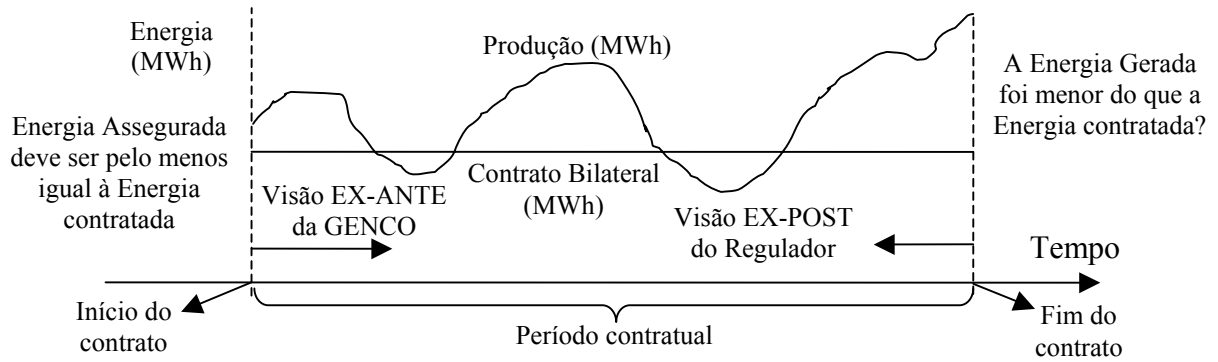


Figura 2.1: Visão dos contratos bilaterais por parte da GENCO e do órgão regulador.

Do ponto de vista do Gerador a energia disponível é um valor que varia segundo a previsão da disponibilidade de geração; por isso, para negociação de contratos de longo prazo, as GENCOS só comprometem até o valor de energia assegurada como calculado pelo MME. Caso as GENCOS vendam energia a um valor além da energia assegurada correm o risco de serem penalizadas pelo órgão regulador. Portanto, a GENCO pode considerar que a energia produzida assume um comportamento aleatório dado por uma determinada distribuição de probabilidade. Por exemplo, considerando a distribuição de probabilidade uniforme, é possível obter amostras aleatórias de acordo com a seguinte fórmula.

$$E_{m,u}^{ger} = EG_{m,u}^{prev\ min} + (EG_{m,u}^{prev\ max} - EG_{m,u}^{prev\ min}) \cdot r_u \quad (2.22)$$

Onde  $EG_{m,u}^{prev\ min} = (1 - \delta_{m,u}) \cdot EG_{m,u}^{prev}$  é o valor mínimo esperado de produção de energia da usina  $u$  no mês  $m$ ;  $EG_{m,u}^{prev\ max} = (1 + \delta_{m,u}) \cdot EG_{m,u}^{prev}$  é valor máximo esperado de produção de energia da usina  $u$  no mês  $m$ ;  $EG_{m,u}^{prev}$  é o valor previsto de produção de energia da usina  $u$  no mês  $m$ ;  $\delta_{m,u}$  é uma porcentagem de variação em torno do perfil de geração previsto  $EG_{m,u}^{prev}$  e  $r_u$  é um número aleatório uniformemente distribuído variando entre 0 e 1. Na seção 2.4 é analisada em detalhe a modelagem de variáveis aleatórias usada neste trabalho.

A utilização em (2.21) de amostras aleatórias como as geradas em (2.22), permite incluir todas as condições contratuais que, do ponto de vista da GENCO, fornecerão suporte na tomada de decisão do processo de negociação de contratos bilaterais. Através desta formulação é possível criar vários cenários de acordo com as expectativas da companhia em termos de preços, geração e comportamento do comprador. Usando (2.21) é possível otimizar a carteira da GENCO, tendo como variável de decisão as quantidades contratuais tanto de compra como de venda. O estudo da otimização de carteira da

GENCO está fora do escopo deste trabalho, mas propostas interessantes já têm sido estudadas em [16], [29] – [32].

Além da otimização de carteira, é possível verificar como o Lucro da GENCO é afetado pela variação das condições contratuais e calcular, através do método de Monte Carlo, o *VaR* de um possível contrato sobre negociação. Além do conceito de *VaR*, é de grande utilidade ter informações acerca do custo de oportunidade da participação da GENCO no mercado spot. Na seção 2.7, o custo de oportunidade de comprar ou vender no spot, é utilizado para definir a exposição da GENCO no mercado de curto prazo, sendo que esta exposição fornece uma medida adicional para a avaliação do risco consistentemente com (2.21).

## **2.3. MODELAGEM DAS CONDIÇÕES CONTRATUAIS**

O preço do contrato, a quantidade anual, a sazonalização e a flexibilização são as condições contratuais que afetam diretamente a decisão de implementar ou não o contrato sob estudo. De forma geral, as condições contratuais são propostas pelas partes de acordo com as suas previsões e expectativas de retorno. Elas afetam diretamente o custo de oportunidade da participação do agente no mercado spot. Diversas rodadas de negociação variando as condições contratuais propostas podem ser facilmente simuladas através da metodologia proposta como será discutido e formulado nas seções a seguir.

### **2.3.1. Discussão sobre flexibilização**

Existem duas formas de interpretar a condição de flexibilização de contratos bilaterais em relação com a sua implementação:

- *Flexibilização por obrigação*: Implementada obrigatoriamente através do consumo verificado, para compensar variações imprevistas da curva de carga.
- *Flexibilização por opção*: Implementada opcionalmente por uma das partes (ou o comprador ou o vendedor) de acordo com preço do mercado spot para otimizar a exposição no spot causada pelo contrato.

Na seção 1.4.4 foi apresentado a conceito de flexibilização por obrigação, já que é o mais usado no Brasil. Através do exemplo 1.3 foi visto como um contrato era implementado com sazonalização uniforme de 100 MWh e dentro da faixa de flexibilização de  $\pm 15\%$ . Nesse exemplo, o consumo do comprador determinava as

quantidades mensais do contrato a serem implementadas. Esta visão foi desenvolvida inicialmente como uma forma de gerenciamento do risco dos contratos bilaterais para o comprador cuja incerteza na previsão do comportamento da carga num horizonte de tempo anual é relativamente alta.

A flexibilização por si mesma implica uma mudança no volume total de energia contratado, que no final do período pode ser maior ou menor que o inicialmente combinado. Mudanças deste tipo são indesejáveis do ponto de vista do vendedor, pois isto implica maior risco e a necessidade de reservar recursos energéticos que, ao final poderiam não ser usados pelo comprador. Por esta razão, no último mês do período a diferença entre o volume contratado e o volume despachado deve ser corrigida para que não seja alterada a quantidade total contratada. Para ilustrar esta situação considere o seguinte exemplo.

*Exemplo 2.1:* Considere o exemplo 1.2, no qual o comprador propõe uma sazonalização proporcional, mas que devido a uma incerteza de  $\pm 15\%$  no comportamento da carga, ele requer uma flexibilização por obrigação de  $\pm 15\%$ . A sazonalização proposta e os limites dados pela flexibilização são mostrados na tabela 2.1 e na tabela 2.2 é feita a implementação do contrato.

Tabela 2.1: Sazonalização proporcional e limites dados pela flexibilização por obrigação.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
<b>Flex. -15%</b>	85,0	102,0	119,0	144,5	161,5	102,0	68,0	42,5	25,5	34,0	51,0	85,0	<b>1.020,0</b>
<b>Sazonalização proposta</b>	100,0	120,0	140,0	170,0	190,0	120,0	80,0	50,0	30,0	40,0	60,0	100,0	<b>1.200,0</b>
<b>Flex. +15%</b>	115,0	138,0	161,0	195,5	218,5	138,0	92,0	57,5	34,5	46,0	69,0	115,0	<b>1.380,0</b>

Tabela 2.2: Implementação do contrato com flexibilização por obrigação.

Mês	Quantidades mensais (MWh)			$\lambda$ (\$/MWh)	Pagamentos (\$/mês)		
	Carga	Contrato	Spot		Contrato	Spot	Total
Jan	99,0	99,0	0,0	10	1.980	0	1.980
Fev	110,0	110,0	0,0	15	2.200	0	2.200
Mar	142,0	142,0	0,0	25	2.840	0	2.840
Abr	184,0	184,0	0,0	50	3.680	0	3.680
Mai	206,0	206,0	0,0	50	4.120	0	4.120
Jun	131,0	131,0	0,0	35	2.620	0	2.620
Jul	80,0	80,0	0,0	15	1.600	0	1.600
Ago	43,0	43,0	0,0	10	860	0	860
Set	30,0	30,0	0,0	7	600	0	600
Out	36,0	36,0	0,0	8	720	0	720
Nov	53,0	53,0	0,0	8	1.060	0	1.060
Dez	105,0	86,0	19,0	10	1.720	190	1.910
<b>Total</b>	<b>1.219,0</b>	<b>1.200,0</b>	<b>0,0</b>	--	<b>24.000</b>	<b>190</b>	<b>24.190</b>

Neste exemplo pode ser observado que devido à incerteza na carga, o consumo total do comprador (1.219 MWh) foi superior à quantidade contratada (1.200 MWh). Neste caso, a diferença (19 MWh) foi adquirida no mercado spot no último mês, não sendo necessário que o comprador fique exposto ao preço spot durante todo o ano. Sem a flexibilização, o comprador teria que adquirir a cada mês um montante de energia no mercado spot. Por exemplo, em abril o comprador deveria adquirir  $184 - 170 = 14$  MWh a um preço de 50 \$/MWh. Fazendo este mesmo cálculo para os outros meses, o agente teria comprado no mercado spot o total de \$ 1.667, ou seja um pagamento total de \$ 25.667.

Note que devido ao fato dos montantes da implementação dos contratos dependerem do consumo do comprador, contratos com uma quantidade inferior à carga mínima podem não requerer a flexibilização. Este caso é ilustrado através da figura 2.2, onde são mostrados dois contratos bilaterais. O contrato 1 atende a uma parte da carga e não precisa flexibilização. O contrato 2 precisa flexibilização por que a porção da carga atendida apresenta variações que são compensadas através da flexibilização. As quantidades de energia implementadas através do contrato 2 dependem do consumo da carga, diferentemente do caso do contrato 1.

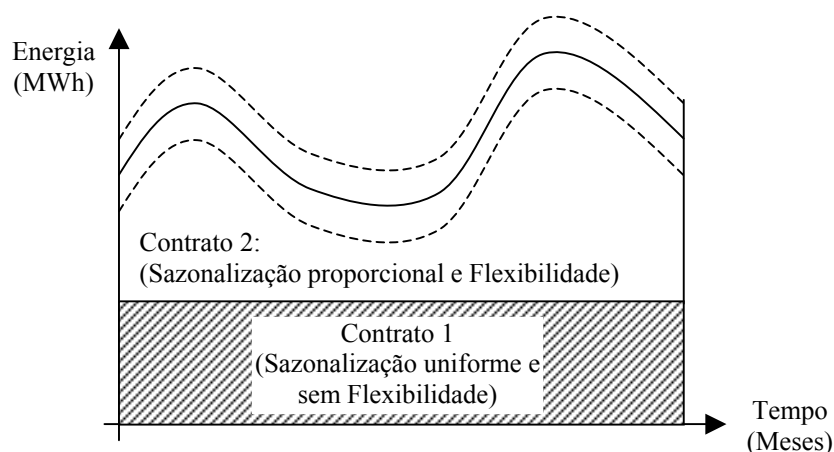


Figura 2.2: Aplicação da Flexibilização por obrigação com dois contratos bilaterais.

A visão da flexibilização como uma opção é aquela na qual as quantidades implementadas do contrato dependem do preço do mercado spot, permitindo a um dos agentes revender as quantidades para obter lucro. Em [27] os autores apresentam esta abordagem considerando duas modalidades. Na primeira o comprador do contrato decide quanta energia consumirá em cada período de tempo e o vendedor tem a obrigação de fornecer a eletricidade dentro das restrições operativas do contrato. O comprador decide as



quantidades dependendo do preço do mercado spot com o propósito de minimizar os seus pagamentos.

Na segunda modalidade, o vendedor decide as quantidades que fornecerá ao longo do tempo, sendo do comprador a obrigação de aceitar a entrega destas quantidades. O comprador deste contrato é um usuário que possui certa elasticidade na demanda e quer aproveitar esta condição através deste tipo de contrato. O vendedor decide as quantidades para otimizar sua receita, escolhendo vender a energia produzida no mercado spot ou através do contrato bilateral. Para ilustrar o funcionamento da flexibilidade como opção, observe o seguinte exemplo no qual o comprador decide as quantidades em cada período de tempo.

*Exemplo 2.2:* Considere novamente o exemplo 2.1, onde o comprador propõe a mesma sazonalização e flexibilização descritas na tabela 2.1. Para facilitar a análise do exemplo, a tabela 2.1 é repetida na tabela 2.3. Em cada mês o comprador compara o preço do contrato (20 \$/MWh) com o preço do mercado spot, para decidir a energia a ser implementada do contrato com o propósito de minimizar os seus pagamentos. A implementação deste contrato é apresentada na tabela 2.4.

Tabela 2.3: Sazonalização proporcional e limites definidos pela flexibilização por opção.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
<b>Flex. -15%</b>	85,0	102,0	119,0	144,5	161,5	102,0	68,0	42,5	25,5	34,0	51,0	85,0	<b>1.020,0</b>
<b>Sazonalização proposta</b>	100,0	120,0	140,0	170,0	190,0	120,0	80,0	50,0	30,0	40,0	60,0	100,0	<b>1.200,0</b>
<b>Flex. +15%</b>	115,0	138,0	161,0	195,5	218,5	138,0	92,0	57,5	34,5	46,0	69,0	115,0	<b>1.380,0</b>

Tabela 2.4: Implementação do contrato com flexibilização por opção.

Mês	Quantidades (MWh/mês)			$\lambda$ (\$/MWh)	Pagamentos (\$/mês)		
	Carga	Contrato <sup>1</sup>	Spot		Contrato	Spot	Total
Jan	99	85,0	14,0	10	1.700	140	1.840
Fev	110	102,0	8,0	15	2.040	120	2.160
Mar	142	155,0	-13,0	25	3.100	-325	2.775
Abr	184	195,5	-11,5	50	3.910	-575	3.335
Mai	206	218,5	-12,5	50	4.370	-625	3.745
Jun	131	138,0	-7,0	35	2.760	-245	2.515
Jul	80	68,0	12,0	15	1.360	180	1.540
Ago	43	42,5	0,5	10	850	5	855
Set	30	25,5	4,5	7	510	31,5	541,5
Out	36	34,0	2,0	8	680	16	696
Nov	53	51,0	2,0	8	1.020	16	1.036
Dez	105	85,0	20,0	10	1.700	200	1.900
<b>Total</b>	<b>1.219,0</b>	<b>1.200,0</b>	<b>0,0</b>	--	24.000	-1061,5	22.939,5

<sup>1</sup> Quantidades contratuais decididas pelo comprador.

Note que quando o  $\lambda < 20$ , as quantidades escolhidas pelo comprador são os limites inferiores dados pela flexibilização (Ver tabela 2.3). Quando  $\lambda > 20$  (entre março e junho) o comprador aloca a maior quantidade possível de energia no contrato. Geralmente os limites superiores da flexibilização. Em março não foi alocado o limite máximo para respeitar o valor anual do contrato. As diferenças entre o volume contratado e o implementado foram liquidadas nesse mês porque em março houve o maior preço  $\lambda$  e o limite superior da flexibilidade não havia sido atingido. Como pode ser visto, as quantidades contratuais variam entre os limites dados pela flexibilização de acordo com a opção exercida pelo comprador do contrato, que obtém uma receita fruto da sua participação combinada entre o mercado spot e o contrato bilateral. Desta maneira o comprador consegue diminuir os seus pagamentos em mais de \$ 1.000. Note também que o valor do contrato continua o mesmo, portanto, a seleção das quantidades contratuais na verdade permite otimizar a exposição do comprador no mercado spot de tal maneira que neste caso foi obtido lucro.

Este tipo de contrato funciona como um contrato de opção do tipo *call*, descrito na seção 1.4.4. O caso no qual o vendedor escolhe o despacho do contrato funciona como um contrato de opção tipo *put*. Em alguns países, entre eles o Brasil, este tipo de flexibilidade não é permitida por diferentes motivos. Alguns dos agentes consideram que este tipo de flexibilidade como sendo especulação, mas em outros países é vista como uma oportunidade.

Do ponto de vista do vendedor, durante a negociação do contrato é desejável ter uma noção de como será o comportamento do comprador na implementação do contrato com flexibilização, seja por obrigação ou por opção. A seguir serão formulados modelos que permitem simular a implementação do contrato considerando as duas formas de interpretar a flexibilização.

### **2.3.2. Modelagem da Implementação do Contrato com flexibilização por obrigação**

Esta seção está dedicada a modelar a implementação de contratos bilaterais nos quais é usado o conceito de flexibilização por obrigação, conforme discutido na seção anterior, do ponto de vista da GENCO. Uma vez definidas as condições contratuais na proposta do comprador, o procedimento de avaliação desta proposta segue os seguintes passos:

- Define-se a variável  $E_{j,m}^{BCV}$ , como sendo a quantidade de energia a ser despachada no mês  $m$  para atender o contrato  $j$  sob estudo. Ela é produto de uma sazonalização

requerida pelo comprador (uniforme, proporcional ou outra). A variável  $E_{j,m}^{BCV}$  oscila entre os limites dados pela flexibilização como mostrado em (2.23).

$$E_{j,m}^{min} \leq E_{j,m}^{BCV} \leq E_{j,m}^{max} \quad (2.23)$$

- Seja  $E_{j,m}$  a sazonalização proposta no mês  $m$  pelo comprador do contrato  $j$  e  $\phi_j$  a porcentagem de flexibilização requerida. Os limites estabelecidos pela flexibilização são calculados usando as equações (2.24) e (2.25).

$$E_{j,m}^{min} = (1 - \phi_j) \cdot E_{j,m} \quad (2.24)$$

$$E_{j,m}^{max} = (1 + \phi_j) \cdot E_{j,m} \quad (2.25)$$

- Devido ao fato de que a GENCO desconhece o comportamento da carga do comprador, a previsão EX-ANTE das quantidades despachadas  $E_{j,m}^{BCV}$ , é modelado de forma probabilística através da seguinte fórmula<sup>4</sup>:

$$E_{j,m}^{BCV} = E_{j,m}^{min} + (E_{j,m}^{max} - E_{j,m}^{min}) \cdot r_d \quad (2.26)$$

Onde  $r_d$  é um número aleatório variando uniformemente entre 0 e 1.

- Existe mais uma restrição na modelagem da implementação do contrato, já que o somatório das quantidades mensais implementadas deve ser igual ao montante anual contratado como apresentado em (2.27).

$$E_j^{BCV} = \sum_{m=1}^{12} E_{j,m}^{BCV} \quad (2.27)$$

- Na prática isto dificilmente acontece devido à própria incerteza no consumo, sendo necessária uma compensação no último mês do período. No Brasil esta compensação aparece documentada em [34], onde a diferença entre a energia anual contratada e o somatório das quantidades implementadas é igual à energia requerida no último mês como mostra a equação (2.28).

$$E_{j,12}^{BCV} = E_j^{BCV} - \sum_{m=1}^{11} E_{j,m}^{BCV} \quad (2.28)$$

A energia mensal implementada no último mês,  $E_{j,12}^{BCV}$ , não está sujeita aos limites dados por (2.24) e (2.25).

---

<sup>4</sup> Esta fórmula utiliza uma distribuição de probabilidade uniforme, mas qualquer outra distribuição que melhor represente o comportamento da carga pode ser usada, como será discutido na seção 2.4.

### 2.3.3. Modelagem da Implementação do contrato com Flexibilização por opção

Como discutido na seção 2.3.1, escolher as quantidades contratuais em um contrato com flexibilização por opção consiste em otimizar a exposição do agente no mercado spot, já que a receita ou pagamento do contrato são independentes de como é feita a sua implementação. Em poucas palavras, no final do período o pagamento que realiza o comprador é igual à receita que recebe o vendedor do contrato. Portanto, em um contrato de flexibilização por opção  $j$ , onde o vendedor escolhe as quantidades ( $E_{j,m}^{BCV}$ ), a GENCO pode calcular estes valores através da minimização da sua exposição no mercado spot como apresentado a seguir:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{m=1}^{12} E_{j,m}^{BCV} \cdot (\lambda_m - \pi_j) \right\} \quad (2.29)$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$E_{j,m}^{\min} \leq E_{j,m}^{BCV} \leq E_{j,m}^{\max} \quad (2.30)$$

$$E_j^{BCV} = \sum_{m=1}^{12} E_{j,m}^{BCV} \quad (2.31)$$

Do ponto de vista da GENCO, durante o processo de negociação de um contrato com flexibilidade por opção no qual o comprador determina as quantidades ( $E_{j,m}^{BCV}$ ), a GENCO precisa ter uma idéia de como será despachado o contrato sob estudo e como ele afetará a sua receita. Para este fim a GENCO pode usar a modelagem do problema de otimização a seguir:

$$\text{Max} \left\{ \sum_{m=1}^{12} E_{j,m}^{BCV} \cdot (\lambda_m - \pi_j) \right\} \quad (2.32)$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$E_{j,m}^{\min} \leq E_{j,m}^{BCV} \leq E_{j,m}^{\max} \quad (2.33)$$

$$E_j^{BCV} = \sum_{m=1}^{12} E_{j,m}^{BCV} \quad (2.34)$$

## 2.4. MODELAGEM DE VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

A modelagem de variáveis aleatórias como o preço do mercado spot, carga demandada e produção de energia são usadas pela ferramenta proposta para auxiliar à tomada de decisões durante a negociação de contratos bilaterais. Fazer a previsão destas variáveis não

é uma tarefa fácil, pois o seu comportamento depende de variáveis políticas, sociais e econômicas. Várias técnicas de previsão de carga estão disponíveis na literatura [35] – [39], a seleção de uma ou outra técnica depende do próprio agente. Para previsão de preços, vários autores têm proposto ferramentas entre as quais se destacam as que usam redes neurais, as que usam simulações de despacho econômico e as de análise de séries temporais através de processos estocásticos [40 – 42]. Previsões de preço baseadas em redes neurais fornecem uma ferramenta simples e poderosa para fazer a previsão em sistemas práticos no curto prazo [20].

Porém, a exatidão da previsão, é ainda uma questão a qual está limitada ao número de variáveis consideradas no modelo e a incerteza associada à previsão. Na medida que o horizonte de tempo vai aumentando, a incerteza associada também. Por esta razão, o uso do método de Monte Carlo [19], permite uma abordagem probabilística na modelagem das variáveis aleatórias envolvidas durante a negociação de um contrato bilateral. Quando a distribuição de probabilidade da variável a considerar é conhecida, é possível gerar amostras que permitam determinar o seu comportamento no horizonte de tempo considerado através do método de Monte Carlo. Quando a distribuição de probabilidade é desconhecida, uma opção é usar a distribuição de probabilidade uniforme para calcular as amostras, como no caso da variável produção de energia em (2.22). Outra opção é a distribuição de probabilidade normal, embora muitas das variáveis envolvidas no estudo de contratos bilaterais não acompanhem o comportamento desta distribuição, o seu uso é uma aproximação razoável em situações nas quais não há dados disponíveis para estimar o comportamento estatístico da variável desejada. De qualquer maneira, o agente pode escolher qualquer outra distribuição que mais se ajuste com o comportamento estatístico da variável considerada. No capítulo 3, é apresentado um exemplo onde é feita uma aproximação da distribuição de probabilidade do PLD da região sudeste do Brasil, com a qual são geradas as amostras necessárias para utilizar a ferramenta proposta, na negociação de um contrato bilateral.

Por outro lado, a geração de amostras de variáveis aleatórias como produção de energia e carga, podem precisar de uma correlação temporal para evitar que volatilidade excessiva influencie o desempenho do modelo de negociação sugerido. No caso da produção de energia e carga demandada, a correlação temporal pode ser incluída na geração das amostras aleatórias através de um perfil pré-definido de comportamento da variável modelada. No caso da carga demandada, por exemplo, o perfil pré-definido é a curva de demanda típica, assim cada amostra aleatória  $n$ , é um vetor cujo comportamento segue o

perfil de carga típica no horizonte de tempo estudado. Na figura 2.3 é apresentado um exemplo de como as amostras de consumo de energia seguem a correlação temporal do perfil de carga previsto em um horizonte de tempo de 4 anos.

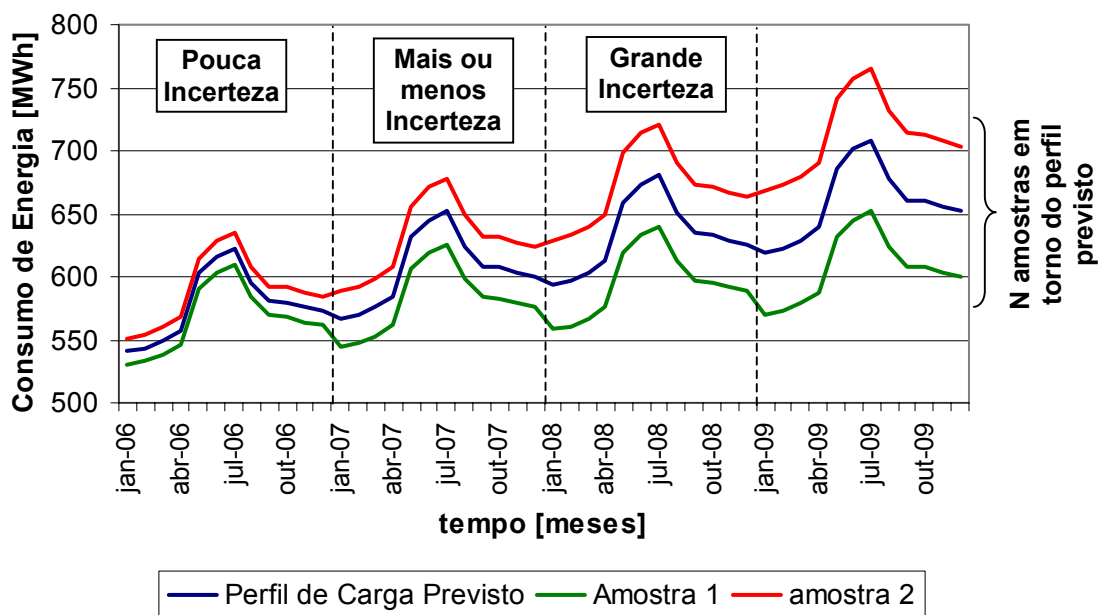


Figura 2.3: Amostras aleatórias de consumo de energia.

Na figura 2.3 observa-se o perfil previsto de consumo de uma DISCO para os próximos 4 anos, bem como duas amostras aleatórias, geradas através de uma certa distribuição de probabilidade. No início do horizonte de tempo existe pouca incerteza acerca do comportamento do consumo, mas na medida em que o tempo avança, a incerteza no consumo vai aumentando. O uso do método de Monte Carlo consiste em gerar  $N$  amostras cujo comportamento seja similar ao perfil previsto, mas com diferentes graus de incerteza no crescimento do consumo. No exemplo apresentado na figura 2.3, a amostra 1 apresenta um crescimento menor que o do perfil previsto, enquanto que a amostra 2 apresenta um crescimento maior que o esperado. Desta maneira é possível modelar o comportamento desta variável permitindo utilizar as amostras na avaliação feita pelo modelo de negociação proposto.

No caso do preço do mercado spot, não existe correlação temporal entre as amostras de preço spot, ainda em sistemas hidro-térmicos, devido ao fato de que esta variável é muito volátil. Esta afirmação pode ser verificada observando a figura 2.4, onde é apresentada a energia natural afluyente em comparação com o PLD médio na região sudeste do Brasil. Nesta figura observa-se que os preços variam de forma contrária às afluências, pois quando há vazão afluyente nos reservatórios espera-se que o preço da energia tenda a diminuir.

Porém, os preços não seguem, como muitos acreditam, essa tendência. Por exemplo, entre setembro de 2007 e janeiro de 2008, mesmo que a Energia Natural Afluente aumentou, o PLD também aumentou passando de 30 para 500 R\$/MWh. Isto se deve a que a oferta de energia está muito próxima à demanda, portanto aflúências mais altas ou baixas podem levar à utilização (ou não) de térmicas, afetando substancialmente os custos marginais de operação do sistema. Por esta razão, assumindo que a distribuição de probabilidade de preços spot é conhecida, é possível gerar as amostras de preços em cada instante de tempo  $t$  sem necessidade de seguir um perfil pré-definido de preços, considerando assim a volatilidade desta variável.

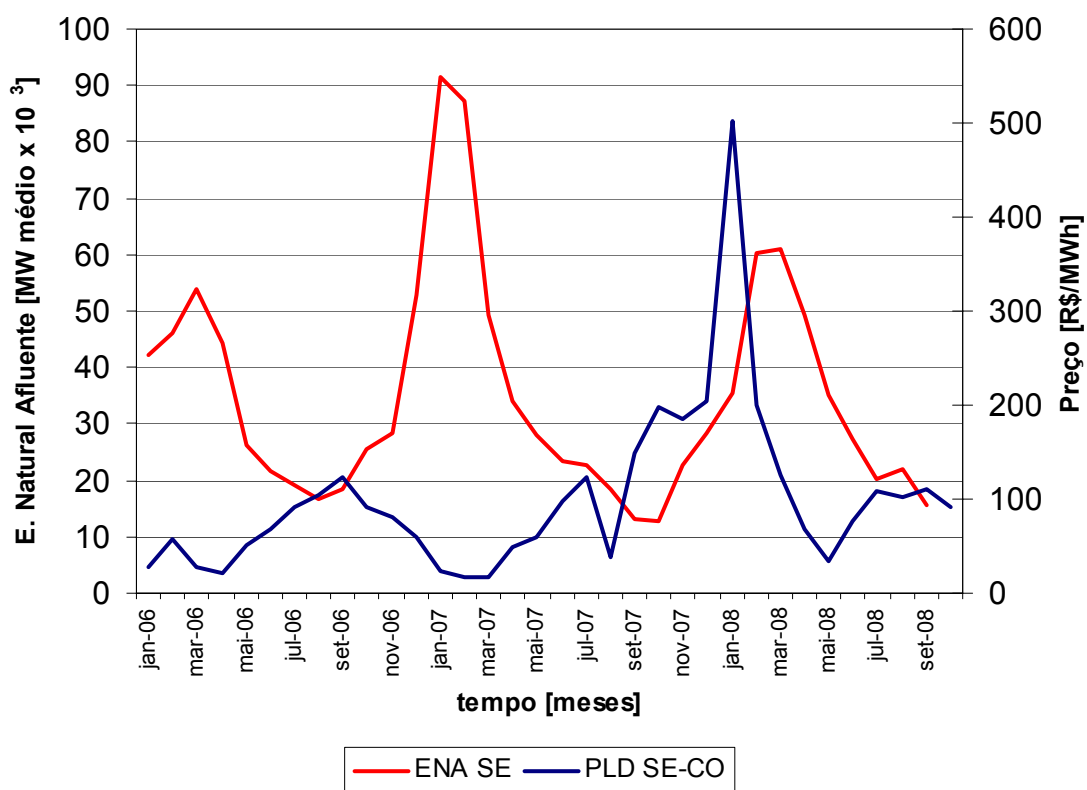


Figura 2.4: Comparação entre ENA e o PLD na região Sudeste do Brasil.

Como apresentado na seção 1.3.3, é importante para GENCO modelar adequadamente as variáveis aleatórias por que elas podem levar a perda de lucro, insuficiência de energia disponível ou a exposição negativa da GENCO no mercado de curto prazo. A ferramenta proposta está baseada no Método de Monte Carlo e, conseqüentemente na geração de amostras aleatórias, assumindo que a função densidade de probabilidade é conhecida, ou pelo menos aproximada.

Para a geração das amostras aleatórias de consumo e produção de energia seguindo um perfil pré-definido, sugere-se neste trabalho o uso da distribuição de probabilidade normal, onde as amostras são geradas através da seguinte equação:

$$\mathbf{X} = (1 + \sigma_t \cdot r_n) \cdot \mathbf{X}^{\text{esperado}} \quad (2.35)$$

Em (2.35)  $\mathbf{X}^{\text{esperado}}$  é um vetor que contém os valores do perfil de carga previsto no horizonte de tempo considerado,  $\sigma_t$  representa a incerteza na variação das amostras geradas no intervalo de tempo  $t$  e  $r_n$  é um número aleatório cuja distribuição de probabilidade é normal, com média 0 e desvio padrão 1.

Para a geração das amostras de preço do mercado spot, as quais não precisam seguir um perfil pré-definido, para cada instante de tempo  $t$  do horizonte de tempo considerado, as amostras podem ser geradas através da seguinte equação:

$$\lambda_t = \lambda^{\text{med}} + \sigma \cdot r_n \quad (2.36)$$

Onde  $\lambda^{\text{med}}$  é a média histórica do preço spot e  $\sigma$  representa a incerteza na variação das amostras de preço consideradas.

## 2.5. RISCO DE INSUFICIÊNCIA DE LASTRO

Como foi visto na seção 2.2, o órgão regulador impõe penalidades à GENCO quando o nível de Insuficiência de Lastro ( $IL$ ), calculado através de (2.15), adota valores positivos. Portanto, define-se o risco de Insuficiência de Lastro,  $\Psi^{IL}$ , como a probabilidade de que  $IL$  seja maior do que zero:

$$\Psi^{IL} = \text{Prob} \{ 0 < IL \} \quad (2.37)$$

Na negociação, a GENCO pode decidir assumir um determinado valor de  $IL$  cuja probabilidade de ocorrência é suficientemente baixa para que a companhia aceite ou tolere este risco, a este valor o chamamos de  $\rho_{IL}$ . Neste caso o risco de Insuficiência de Lastro é definido como:

$$\Psi^{IL} = \text{Prob} \{ \rho^{IL} < IL \} \quad (2.38)$$



## 2.6. VALUE AT RISK

Devido a que no Brasil o máximo volume de energia que as GENCOS podem vender através de contratos bilateral corresponde à energia assegurada, é possível que o risco de insuficiência de lastro seja zero ou muito baixo. Neste caso, uma análise complementar do VaR, como descrito na seção 1.4.2 permite analisar o impacto da implementação do contrato sob estudo em termos monetários na receita anual da GENCO. A análise do VaR, permite identificar a diferença entre a receita esperada e a receita mínima admitindo um valor de risco prefixado. O VaR pode ser obtido através do cálculo em cada simulação, da receita anual da GENCO (GAP) como definida em (2.21). A análise estatística das amostras obtidas de receita anual, permite calcular a receita média da GENCO,  $GAP^{medio}$ , e usando a curva de frequência acumulada é possível obter o valor da receita para um nível de risco especificado,  $\rho^{VaR}$ . O VaR é obtido facilmente através da equação (2.39).

$$VaR = GAP^{medio} - GAP(\rho^{VaR}) \quad (2.39)$$

## 2.7. RISCO DE EXPOSIÇÃO NEGATIVA NO MERCADO SPOT

Devido à alta volatilidade de preços do mercado spot, os agentes usualmente preferem os preços mais estáveis do mercado bilateral. Particularmente no Brasil, a regulamentação não permite muita participação dos agentes no spot, com o propósito de mitigar o poder de mercado de alguns participantes [13], [17], [28]. Espera-se que esta tendência ainda mude, já que a participação no mercado de curto prazo, tem-se mostrado de grande importância em mercados de outros países. Uma operação coordenada entre o mercado bilateral e o mercado spot por parte dos agentes, permite um melhor desempenho econômico como mencionado em [23].

Mesmo com níveis baixos de participação dos agentes no spot, existe ainda um risco de exposição à volatilidade de preços que pode ser favorável ou desfavorável para os agentes. Do ponto de vista das GENCOS, naquelas horas nas quais a sua geração real de energia é menor que a quantidade de energia comprometida, esta energia é paga ao preço do mercado spot, situação que é favorável se o preço do mercado é menor que o preço do contrato (i.e., quando  $\lambda_m < \pi_j$ ) mas desfavorável no caso contrário (i.e., quando  $\lambda_m > \pi_j$ ). Com o propósito de analisar o risco desta última situação, definimos a exposição da

GENCO no mercado spot,  $\varepsilon_{j,m}^{spot}$ , para um contrato particular  $j$ , no mês  $m$ , como mostrado a seguir:

$$\varepsilon_{j,m}^{spot} = E_m^{spot} \cdot (\lambda_m - \pi_j) \quad (2.40)$$

A equação (2.40) é obtida a partir de (2.21). As seguintes situações podem acontecer na exposição definida em (2.40):

- Se  $E_m^{spot} < 0$  e  $\lambda_m < \pi_j$  então o nível de energia assegurada é menor que o nível contratado e, portanto, a GENCO deve comprar energia do mercado spot. Porém, o preço do mercado é menor do que do preço do contrato, portanto  $\varepsilon_{j,m}^{spot} > 0$ , ou seja a exposição é favorável por que a GENCO está comprando ao um preço menor do que aquele ao qual está vendendo.
- Se  $E_m^{spot} < 0$  e  $\lambda_m > \pi_j$  a GENCO precisa comprar energia a um preço alto, enquanto vende a um preço baixo, sendo portanto, sua exposição negativa, ou seja desfavorável.
- Se  $E_m^{spot} > 0$  e  $\lambda_m > \pi_j$  a GENCO pode vender energia no mercado spot a um preço maior do que o preço contratual, portanto a sua exposição é positiva.
- Se  $E_m^{spot} > 0$  e  $\lambda_m < \pi_j$  a GENCO está produzindo mais energia do que a necessária podendo vender este excedente, embora a um preço menor que o preço contratual gerando uma exposição negativa. Esta exposição pode ser vista como o custo de oportunidade por não poder vender mais energia ao preço contratual mais atrativo. Porém, neste caso a exposição não é tão desfavorável assim como para causar perdas financeiras. A diferença dos outros, neste caso a exposição é desfavorável no sentido de perda de uma oportunidade e, portanto, no deve ser considerada estritamente como negativa. Então, poderia pensar-se que, quando acontecer esta situação, a GENCO deveria armazenar a energia hidráulica no reservatório com o propósito de gerar no futuro quando  $\lambda_m > \pi$ . Esse comportamento é possível em um sistema totalmente descentralizado com um parque hidroelétrico pequeno, mas em sistemas predominantemente hidráulicos, onde existem usinas de vários agentes na mesma bacia hidrográfica, o Operador do Sistema deve realizar o despacho das usinas de maneira centralizada, atendendo os requisitos de segurança energética total do sistema. Assim, é minimizado o custo de produção de energia do sistema como um todo. Portanto, cada usina hidroelétrica é obrigada a observar os limites de geração mensal impostos pelo operador do sistema, não tendo liberdade para

mudar significativamente o despacho programado. O modelo para negociação sugerido, considera o despacho centralizado e por esta razão, unicamente quando  $E_m^{spot} > 0$  e  $\lambda_m < \pi_j$ , define-se a exposição como positiva através da equação (2.41).

$$\varepsilon_{j,m}^{spot} = E_m^{spot} \cdot |\lambda_m - \pi_j| \quad (2.41)$$

Na tabela a seguir é resumida a análise do sinal da exposição no mercado spot para o agente vendedor.

Tabela 2.5: Análise do sinal da exposição no mercado spot do agente vendedor

	$\varepsilon_{j,m}^{spot}$	
	$E^{spot} < 0$	$E^{spot} > 0$
$\lambda_m < \pi_j$	Positiva	Positiva
$\lambda_m > \pi_j$	Negativa	Positiva

Assumindo uma previsão de preços adequada, é possível calcular a exposição anual da GENCO no mercado spot para cada contrato particular  $j$ , como o somatório das exposições mensais durante o ano sob análise como mostrado em (2.42).

$$\varepsilon_j^{spot} = \sum_{m=1}^{12} \varepsilon_{j,m}^{spot} \quad (2.42)$$

A exposição anual total da GENCO, que considera a exposição causada por todos os contratos incluindo os novos contratos que estão sendo negociados, é calculada como

$$\varepsilon^{spot} = \sum_{j=1}^{nv} \varepsilon_j^{spot} . \text{ O correspondente risco de exposição negativa pode ser calculado como}$$

mostrado a seguir:

$$\Psi^{spot} = \text{Prob} \{ \varepsilon^{spot} < 0 \} \quad (2.43)$$

Novamente, a GENCO também pode especificar sua própria tolerância a este tipo de risco da mesma maneira como foi apresentado em (2.38) para o caso da insuficiência de lastro.

$$\Psi^{spot} = \text{Prob} \{ \varepsilon^{spot} < \rho^{spot} \} \quad (2.44)$$

## 2.8.FERRAMENTA DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS PARA VENDEDORES

A ferramenta de negociação de contratos bilaterais proposta para GENCOS é descrita através da figura 2.5.

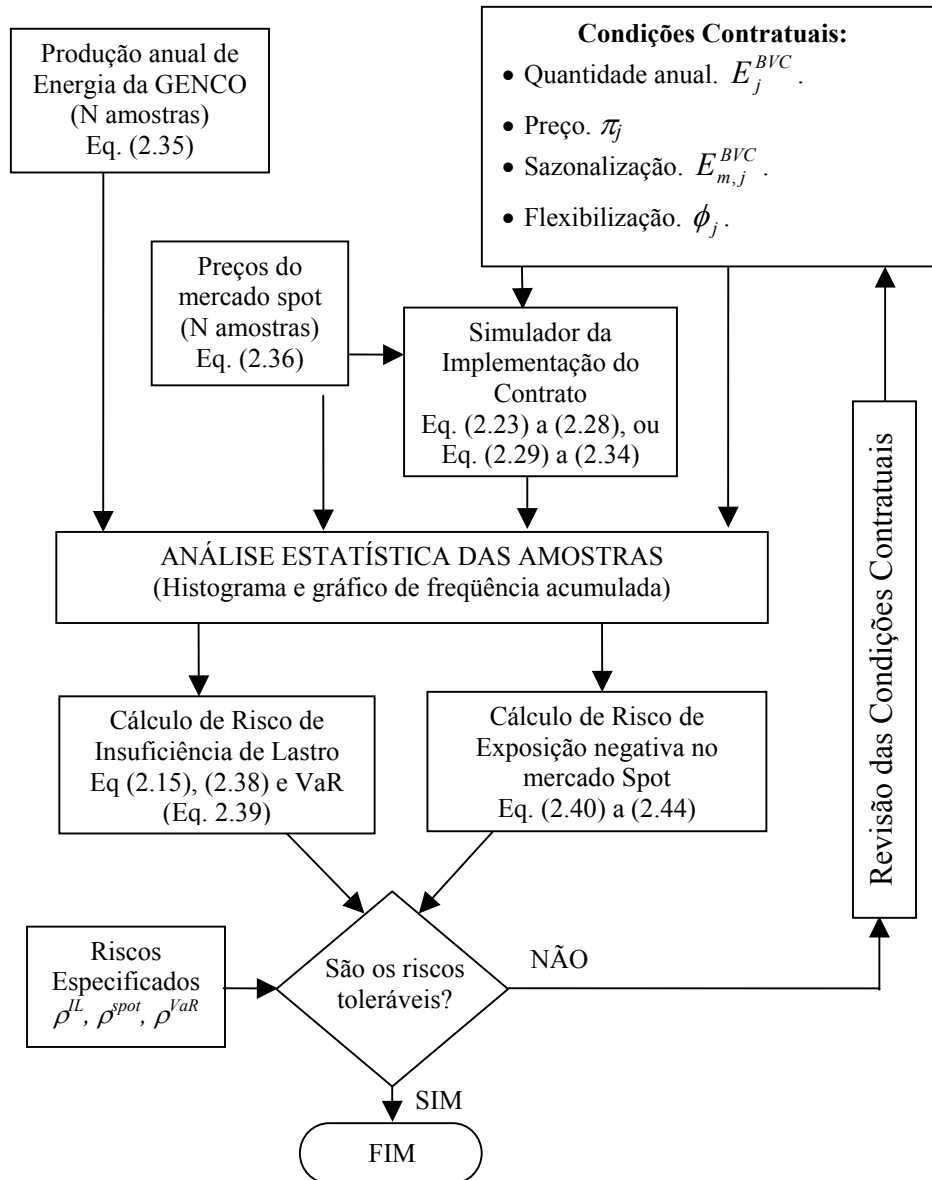


Figura 2.5: Fluxograma da Ferramenta de Negociação de Contratos para Vendedores.

Os dados de entrada desta ferramenta são o nível tolerável de risco de  $IL$ ,  $VaR$  e de  $\varepsilon^{spot}$  ( $\rho^{LL}$ ,  $\rho^{VaR}$  e  $\rho^{spot}$ , respectivamente); as condições contratuais; as previsões de energia gerada pela GENCO e de preços do mercado spot. O modelo fornece o nível de risco de  $IL$  e de exposição negativa no mercado spot da GENCO, devida ao contrato sob análise. Caso o

nível de risco não seja adequado uma revisão das condições contratuais é realizada, repetindo novamente a avaliação do risco.

## 2.9. PARTICULARIDADES DO SISTEMA BRASILEIRO

### 2.9.1. Modelagem do Mecanismo de Re-alocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Re-alocação de Energia é um mecanismo financeiro criado para compartilhar os riscos hidrológicos entre as GENCOS participantes. Estes riscos estão associados à otimização do custo operacional do sistema hidro-térmico realizada através de um despacho centralizado. O principal objetivo é garantir que as usinas recebam a liquidação financeira das suas energias asseguradas independentemente da produção real.

O MRE re-aloca entre as usinas participantes o total de energia gerada tendo como base a energia assegurada de cada usina, transferindo o excedente das usinas que geraram além de suas energias asseguradas para aquelas que geraram abaixo. Como a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, portanto, o MRE compartilha entre os geradores o risco de venda de energia no longo prazo. Todas as usinas cujo despacho é realizado pelo O.N.S são obrigadas a participar do MRE.

Para efeitos da negociação de contratos bilaterais, a participação de uma GENCO no MRE implica a modelagem adicional da energia que será alocada a cada uma das usinas que participam deste instrumento financeiro. Então, define-se o conjunto de todas as usinas do sistema como  $\Omega$ , e o sub-conjunto das usinas que pertencem ao parque gerador da GENCO  $i$  como  $\Omega_i$ . O sub-conjunto de usinas da GENCO  $i$  que participam do MRE é definido como  $\Omega_i^{MRE}$  e o sub-conjunto das usinas não participantes do MRE define-se  $\Omega_i^{free}$ , tal que,  $\Omega_i = \Omega_i^{MRE} \cup \Omega_i^{free}$ . Assim, o sub-conjunto de todas as usinas do sistema participantes do MRE será denotado como  $\Omega^{MRE}$ .

Defini-se  $\eta_u$  como a fração da energia assegurada do sistema alocada à usina  $u \in \Omega^{MRE}$ , tal que:

$$\eta_u = E_{m,u}^e / \sum_{u=1}^{nus} E_{m,u}^e \quad (2.45)$$

Onde  $nus$ , é o número de usinas do sistema que participam do MRE. Define-se também a *Energia Secundária* da usina  $u$ ,  $E_{m,u}^{sec}$ , como a energia gerada além da energia assegurada como mostrado em (2.46).

$$E_{m,u}^{sec} = E_{m,u}^{ger} - E_{m,u}^e \quad (2.46)$$

Segundo a definição do MRE, a *Energia Secundária* do sistema deve ser re-allocada entre as usinas participantes do MRE de acordo com a fração alocada da energia assegurada,  $\eta_u$ , definida em (2.45). Portanto, a energia alocada a usina  $u$  pelo MRE,  $E_{m,u}^{MRE}$ , é calculada como apresentado em (2.47). Note que  $E_{m,u}^{sec}$  pode ser negativa em caso de déficit de energia, portanto, a formulação proposta inclui esta situação.

$$E_{m,u}^{MRE} = E_{m,u}^e + \eta_u \cdot \sum_{u=1}^{nus} E_{m,u}^{sec}, \quad \forall u \in \Omega^{MRE} \quad (2.47)$$

Substituindo (2.45) e (2.46) em (2.47) e simplificando a equação obtemos:

$$E_{m,u}^{MRE} = E_{m,u}^e \cdot \frac{E_{total}^{ger}}{E_{total}^e} = \eta_u \cdot E_{total}^{ger} \quad (2.48)$$

Onde  $E_{total}^{ger}$  é a energia total gerada pelas usinas participantes do MRE como descrito em (2.49).

$$E_{total}^{ger} = \sum_{u=1}^{nus} E_{m,u}^{ger} \quad \forall u \in \Omega^{MRE} \quad (2.49)$$

Para incluir a modelagem do MRE dentro da metodologia proposta nas seções anteriores, basta incluir (2.48) em (2.4) obtendo:

$$E_m^{spot} = \sum_{u \in \Omega_i^{MRE}} E_{m,u}^{MRE} + \sum_{u \in \Omega_i^{free}} E_{m,u}^{ger} + \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} - \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \quad (2.50)$$

Observe que o primeiro termo em (2.50) implica prever, não só a geração própria da usina, mas a geração de todas as usinas participantes do MRE como mostrado em (2.51).

$$E_m^{spot} = \sum_{u \in \Omega_i^{MRE}} \eta_u \cdot E_{total}^{ger} + \sum_{u \in \Omega_i^{free}} E_{m,u}^{ger} + \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} - \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} \quad (2.51)$$

De forma geral, a informação acerca do histórico da geração total de energia produzida pelos agentes participantes do MRE é acessível para todos seus membros. Desta maneira, é possível ser tratar  $E_{m,u}^{MRE}$  em (2.50) como uma variável aleatória cujas amostras podem ser obtidas através do procedimento apresentado na seção 2.4.

### 2.9.2. Cálculo da Insuficiência de Lastro incluindo o MRE

O modelo usado define o Lastro EX-ANTE do ponto de vista da GENCO, para efeitos de contratação bilateral como:

$$L = \sum_{u=1}^{nu} E_u^e + \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \quad (2.52)$$

O Lastro verificado (EX-POST) do ponto de vista do regulador é definido como:

$$L^{verificado} = \sum_{m=1}^{12} \left( \sum_{u \in \Omega_i^{MRE}} E_{m,u}^{MRE} + \sum_{u \in \Omega_i^{free}} E_{m,u}^{ger} + \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right) \quad (2.53)$$

Assim, a Insuficiência de Lastro como definida pelas equações (2.11) até (2.15) fica como:

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} - L^{\text{verificado}} \quad (2.54)$$

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} - \underbrace{\sum_{m=1}^{12} \left( \sum_{u \in \Omega_i^{MRE}} E_{m,u}^{MRE} + \sum_{u \in \Omega_i^{free}} E_{m,u}^{ger} + \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right)}_{\text{Lastro Verificado}} \quad (2.55)$$

$$IL = \sum_{m=1}^{12} \left[ \sum_{j=1}^{nv} \sum_{u=1}^{nu} E_{m,j,u}^{BCV} - \sum_{u \in \Omega_i^{MRE}} E_{m,u}^{MRE} - \sum_{u \in \Omega_i^{free}} E_{m,u}^{ger} - \sum_{i=1}^{nc} E_{m,i}^{BCC} \right] \quad (2.56)$$

A equação (2.15) pode ser substituída pela equação (2.56) com o propósito de considerar o MRE usado no mercado brasileiro. Com (2.56) é possível calcular o risco de insuficiência de Lastro para diferentes cenários previstos, tendo como variáveis aleatórias a energia gerada pelas usinas da GENCO que não participam do MRE ( $E_{m,u}^{ger}$  para  $u \in \Omega_i^{free}$ ) e a energia alocada pelo MRE para aquelas usinas que participam deste mecanismo ( $E_{m,u}^{MRE}$  para  $u \in \Omega_i^{MRE}$ ).

Nas seguintes seções são mostrados exemplos de aplicação da ferramenta para suporte na negociação de contratos bilaterais sem considerar o MRE.

## 2.10. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO

### 2.10.1. Exemplos com um sistema de três GENCOS

O modelo proposto é aplicado em um sistema de potência hipotético composto por seis usinas geradoras e uma única carga como mostrado na figura 2.6. Cada GENCO possui duas usinas cujas características e custos de produção são apresentados na Tabela 2.6. As GENCOS desejam negociar a energia produzida através de contratos bilaterais com a carga e supõe-se que não existem contratos previamente implementados. Supõe-se também, que o despacho das usinas é centralizado por ordem de mérito e, por simplicidade, a rede de transmissão é desprezada.

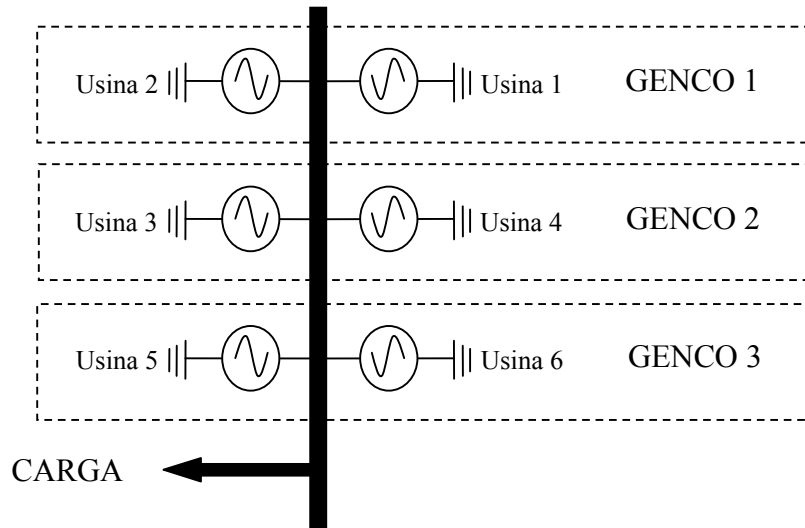


Figura 2.6: Sistema de potência hipotético para o exemplo com três GENCOS.

Tabela 2.6: Dados do Sistema de Potência hipotético para o exemplo com três GENCOS.

GENCO	Usina	$E_u^{max}$ [ $\frac{MWh}{mês}$ ]	$c_u$ [ $\frac{\$}{mês}$ ]	$a_u$ [ $\frac{\$}{MWh}$ ]
A	1	15	100	45
	2	8	140	56
B	3	9	130	48
	4	11	120	70
C	5	18	110	100
	6	10	50	58

Primeiramente, é preciso obter a Energia Assegurada Anual que as usinas de cada GENCO podem comprometer com contratos bilaterais, portanto, a disponibilidade das usinas e a carga são consideradas variáveis aleatórias. Para este exemplo em particular, é executando um despacho econômico para cada mês  $m$ , obtendo os preços mensais do mercado spot,  $\lambda_m$ , e os níveis de energia mensal gerada por cada usina  $E_{u,m}^{ger}$ , necessários para atender o consumo mensal da carga. Assim, estes resultados apresentam também uma probabilidade de ocorrência devido à natureza aleatória da carga e da disponibilidade das usinas. A incerteza na disponibilidade das usinas, é simulada através da variável  $r_u$ , cujos valores são números aleatórios uniformemente distribuídos variando entre 0 e 1. As capacidades máximas de cada usina ( $E_u^{max}$  na tabela 2.6), são alteradas mensalmente de acordo com o seguinte critério:

- Se  $0 \leq r_u < 0.05$ , então a usina não está disponível, ou seja  $E_{u,m}^{max} = 0$ .
- Se  $0.05 \leq r_u < 0.1$ , então a disponibilidade é de 50%, desta maneira

$$E_{u,m}^{max} = 0,5 \cdot E_u^{max}.$$



- Se  $0.1 \leq r_u < 0.2$ , então a disponibilidade é de 75%, portanto  $E_{u,m}^{máx} = 0,75 \cdot E_u^{máx}$ .
- Se  $0.2 \leq r_u$ , então a usina está 100% disponível, isto é  $E_{u,m}^{máx} = E_u^{máx}$ .

Note que usando este critério, pode acontecer que nenhuma das usinas esteja disponível, ou que o somatório das capacidades das usinas não seja suficiente para atender o consumo mensal da carga. Para evitar esta condição, considera-se que a usina 5, a mais cara do sistema, é a única que sempre está disponível ( $E_{5,m}^{máx} = 18, \forall m$ ).

Para simular o consumo da carga são usados os dados da Tabela 2.7, a qual mostra um perfil típico previsto da carga. Estes valores são alterados  $\pm 10\%$  através de números aleatórios. Usando este procedimento é possível modelar um cenário anual onde a disponibilidade das usinas e a carga são aleatórias, produzindo amostras de preços do mercado spot e níveis de geração voláteis.

Tabela 2.7: Perfil de Carga Mensal [MWh/mês]

<b>Mês</b>	<b>Carga</b>	<b>Mês</b>	<b>Carga</b>	<b>Mês</b>	<b>Carga</b>
Janeiro.	45.33	Maio	44.83	Setembro.	45.41
Fevereiro.	46.09	Junho	44.84	Outubro.	46.35
Março.	47.32	Julho	43.78	Novembro	46.05
Abril.	47.09	Agosto.	45.49	Dezembro	45.99
<b>Consumo Total [MWh/ano]</b>				<b>548,57</b>	

Para estimar a Energia Assegurada destas usinas é usado um aplicativo que executa mensalmente o despacho centralizado por ordem de mérito, usando os dados das tabelas 2.6 e 2.7 nas condições já descritas. Com o aplicativo, foram geradas mil amostras cujo horizonte de tempo é 1 ano, onde cada amostra simula possíveis indisponibilidades das usinas e diferentes consumos da carga nesse período de tempo. Os dados gerados pelas amostras são processados seguindo a técnica de Monte Carlo descrita na seção 1.4.1.

Os resultados das mil amostras são organizados, classificados estatisticamente e apresentados na forma de um histograma e uma curva de frequência acumulada dos níveis de geração de cada usina. Na figura 2.7 são apresentados estes resultados para a usina 1.

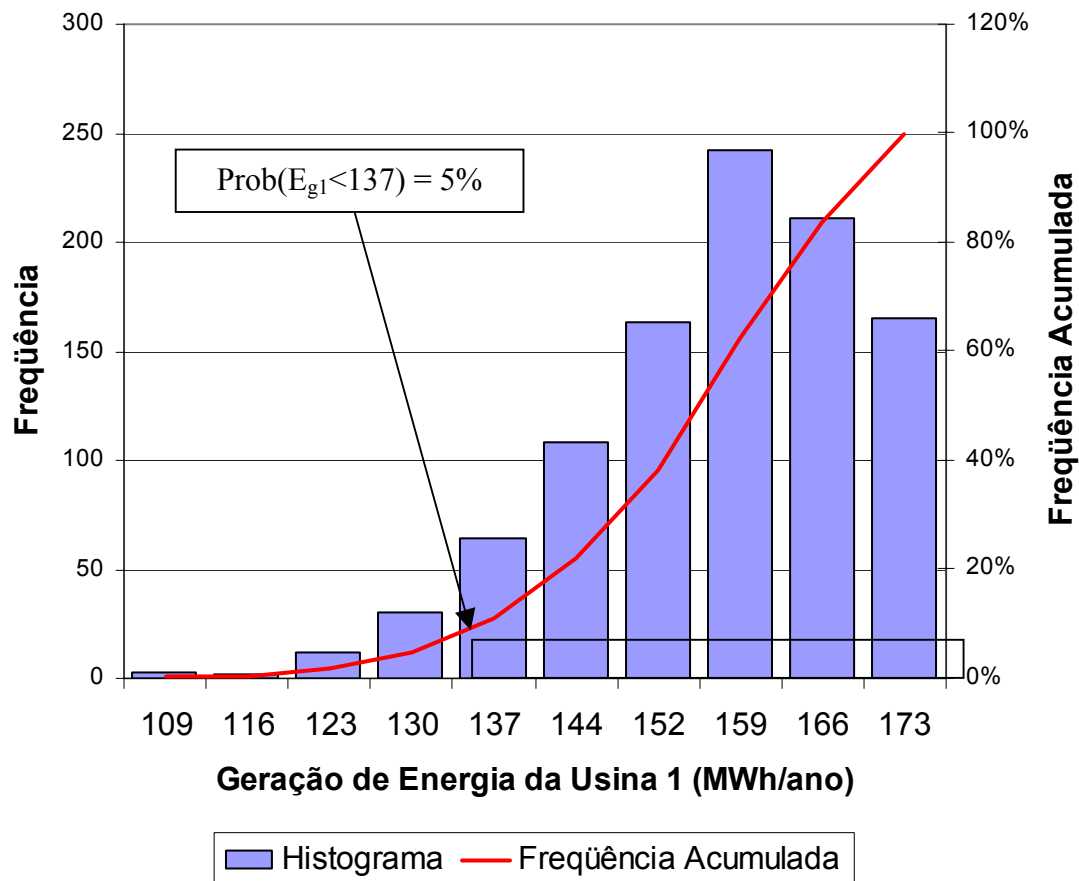


Figura 2.7: Nível de produção anual de energia da usina 1 do exemplo de três GENCOS.

Na figura 2.7 é possível observar que no universo de mil amostras, em todos os casos a produção da usina 1 foi maior do que 109 MWh/ano, em outras palavras, a probabilidade de que a usina 1 produza uma energia maior do que 109 MWh/ano é de 100%. Este valor de energia é análogo ao conhecido no Brasil como *Energia Firme*. Isto significa que esta usina pode fornecer a *Energia Firme* sempre. Se dentro desse estudo de longo prazo, é admitida uma tolerância ao risco tal que  $\Psi^{LL}=5\%$  então, a partir da figura 2.7, podemos ver que para esta condição a produção anual não é menor do que 137 MWh/ano. Esta produção anual com seu risco associado (5%) é análoga à Energia Assegurada desta usina e constitui o Lastro de Venda para contratação bilateral. Note que tem sido adotado o critério de risco admitido no Brasil, mas qualquer outro poderia ser assumido por GENCOS com menor aversão ao risco, se a legislação vigente o permitir e considerando uma análise econômica das penalidades.

Voltando ao exemplo, a tabela 2.8 mostra a Energia Assegurada das outras usinas calculada através do mesmo procedimento usado para a usina 1 e com o critério de 5% de risco. Note que a Energia Assegurada da usina 5 é zero, devido a que esta usina é a mais cara do sistema e unicamente está atuando como reserva operativa. Esta tabela também

mostra os preços contratuais,  $\pi_j$ , oferecidos pela venda da energia total assegurada das usinas das respectivas GENCOS. Estes preços foram estimados tomando como referência o preço médio do mercado spot das mil amostras geradas através do aplicativo computacional.

Tabela 2.8: Negociação preliminar de contratos bilaterais para o exemplo de três GENCOS.

GENCO	Usina	E. Assegurada [MWh/ano]		$\pi_j$ [\$/MWh]
A	1	137	209	80
	2	72		
B	3	82	137	82
	4	55		
C	5	0	54	85
	6	54		
TOTAL		400	400	--

Para estimar a sazonalização dos contratos da tabela 2.8, é usada a equação (1.3) cujos resultados aparecem na tabela 2.9. Os valores das tabelas 2.7 e 2.9 são apresentados graficamente na figura 2.8. Nesta figura podemos ver que para completar 100% da carga é necessário comprar uma parte de energia no mercado spot. Neste exemplo, tem sido usada a sazonalização proporcional, mas qualquer outra pode ser usada. Como parte da negociação assume-se que o comprador solicita uma flexibilidade por opção de 10% nos montantes sazonalizados.

Tabela 2.9: Sazonalização de Contratos Bilaterais para o exemplo de três GENCOS.

Mês	Carga [MWh/mês]	Carga [%]	GENCO A [MWh/mês]	GENCO B [MWh/mês]	GENCO C [MWh/mês]	Spot [MWh/mês]
Janeiro	45,33	8,26%	17,27	11,32	4,46	12,28
Fevereiro	46,09	8,40%	17,56	11,51	4,54	12,48
Março	47,32	8,63%	18,03	11,82	4,66	12,82
Abril	47,09	8,58%	17,94	11,76	4,64	12,75
Mai	44,83	8,17%	17,08	11,20	4,41	12,14
Junho	44,84	8,17%	17,08	11,20	4,41	12,14
Julho	43,78	7,98%	16,68	10,93	4,31	11,86
Agosto	45,49	8,29%	17,33	11,36	4,48	12,32
Setembro	45,41	8,28%	17,30	11,34	4,47	12,30
Outubro	46,35	8,45%	17,66	11,58	4,56	12,55
Novembro	46,05	8,39%	17,54	11,50	4,53	12,47
Dezembro	45,99	8,38%	17,52	11,49	4,53	12,46
TOTAL	548,57	100,00%	209,00	137,00	54,00	148,57

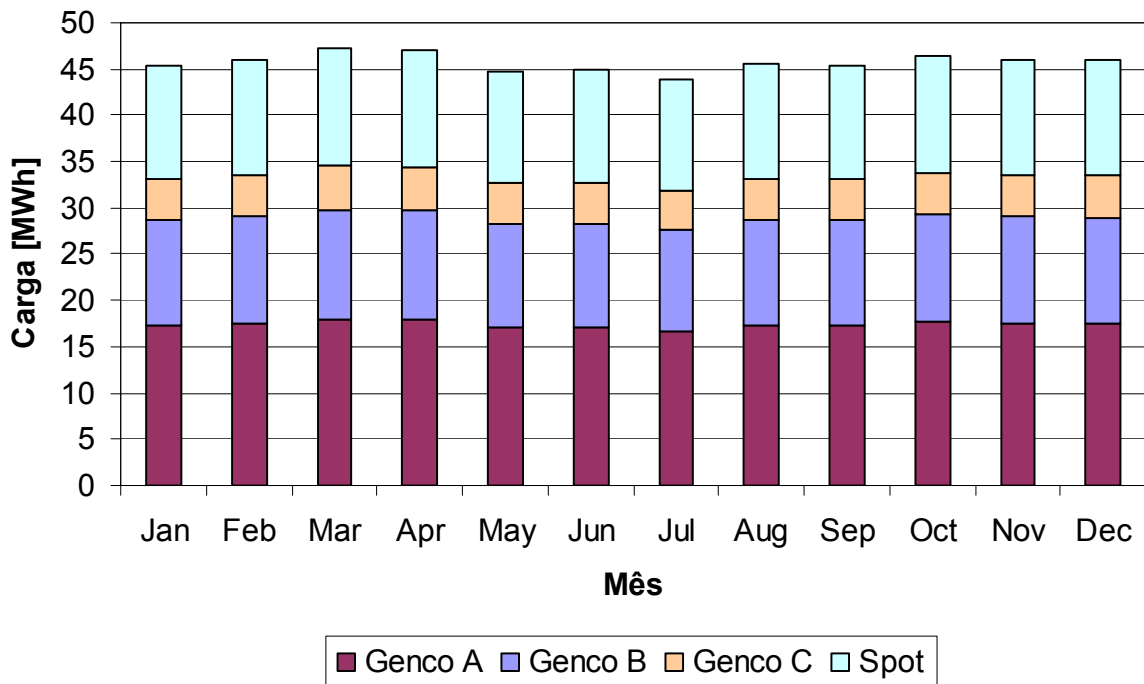


Figura 2.8: Curva de Carga e sazonalização de contratos bilaterais solicitados pelo comprador no exemplo de três GENCOS.

Tendo em vista a situação apresentada, no processo de negociação são levantadas as seguintes questões do ponto de vista das GENCOS:

- Qual é o risco de insuficiência de lastro e o valor das possíveis penalidades em caso de insuficiência, para atender os contratos?
- As GENCOS podem assumir estes contratos sem o perigo de ficar expostas ao preço do mercado spot?
- Podem as GENCOS sofrer penalidades por insuficiência devido à condição de flexibilidade imposta pelo comprador?
- Qual é o custo de oferecer uma flexibilidade maior?

Estes questionamentos serão abordados nas seções seguintes, mostrando que a metodologia sugerida fornece critérios adequados para dar suporte às GENCOS na negociação de contratos bilaterais.

### 2.10.2. Risco de Insuficiência de Lastro

Para cada GENCO, o cálculo da falta de energia para atender os contratos bilaterais é feito através da equação (2.15), enquanto que o cálculo do risco de insuficiência de Lastro é feito de acordo com a equação (2.38) de tal maneira que  $\Psi^{LL}=10\%$ . Tomando como exemplo o caso da GENCO A, cuja energia assegurada é de 209 MWh/ano, é executada

uma simulação de quinhentas amostras, para verificar o nível de energia disponível pela GENCO A, no caso de implementar um contrato por 209 MWh/ano.

Os resultados deste teste, mostraram que apenas quatro dos quinhentos casos apresentaram insuficiência de lastro ( $IL > 0$ ), isto é 0,8%. O máximo valor de  $IL$  foi igual a 26 MWh/ano e sua penalidade associada representou 14,8% da receita do contrato. O mesmo teste foi feito para as outras duas GENCOS do sistema, obtendo penalidade de 9,6% da receita do contrato da GENCO B e 0% da receita da GENCO C. Na tabela 2.10, são mostrados potenciais contratos que a GENCO A poderia implementar, com seu correspondente risco de  $IL$ , máximos déficits e possíveis penalidades em porcentagem da receita do contrato. Em cada caso a análise de risco foi feita através do Método de Monte Carlo com quinhentas amostras.

Tabela 2.10: Risco de  $IL$  para vários valores de energia contratada pela GENCO A.

Quantidade Contratada [MWh/ano]	$\Psi_A^{IL}$ [%]	Máxima $IL$ [MWh/ano]	Máxima Penalidade [%]
215	1.2	32.75	17.61
225	3.0	33.00	16.96
235	13.2	35.25	15.88
245	34.5	44.50	19.30
255	60.4	52.50	21.80

Na tabela 2.10 podemos observar que realizando um contrato de 225MWh/ano, a pior penalidade que a GENCO pode levar representa 16,96% da receita do contrato. Este valor pode ser considerado alto, porém como apresentado nesta tabela, a probabilidade de ocorrência deste caso é menos do que 3%. Como pode ser visto, através da tabela produzida pelo modelo, é possível avaliar de forma objetiva o custo de eventuais penalidades devidas a  $IL$ .

### 2.10.3. Risco de Exposição negativa ao preço spot

Tomando novamente como exemplo o contrato da GENCO A de 209 MWh/ano, deseja-se estimar a exposição desta GENCO ao preço no mercado spot, sendo que a carga solicita uma flexibilização de  $\pm 10\%$  nos montantes sazonalizados do contrato. O cálculo da exposição no mercado spot é feito através das equações (2.40) a (2.42) e o correspondente risco através de (2.43). A figura 2.9 mostra o histograma de freqüências da exposição no mercado spot e a correspondente freqüência acumulada para a GENCO A depois de quinhentas simulações, onde tanto geração, carga e preços são variáveis aleatórias.

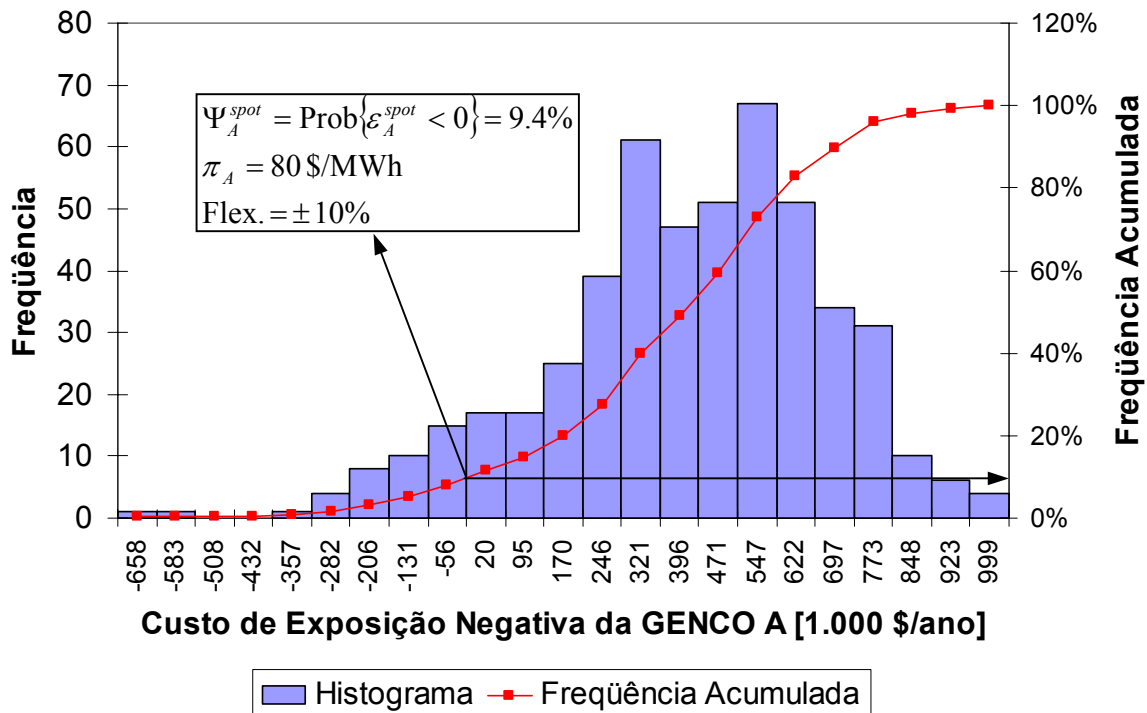


Figura 2.9: Exposição no mercado spot da GENCO A (Exemplo de três GENCOS).

Nesta figura, usando a curva de frequência acumulada, pode apreciar-se o risco de exposição negativa ao preço do mercado spot. Como pode ser visto, o risco de exposição negativa da GENCO A é 9,4% para as condições contratuais descritas anteriormente. Incrementando o preço contratual oferecido pela GENCO A de 80 para 82 R\$/MWh, o risco de exposição negativa cai para apenas 3%. Este tipo de risco foi também calculado para as GENCOS B e C através do mesmo procedimento feito para a GENCO A e com os preços contratuais indicados na tabela 2.8, obtendo 1,4% e 0,2% respectivamente.

Na tabela 2.11 a seguir é calculado o risco de exposição negativa no spot para várias condições contratuais. Esta tabela está composta por três blocos de duas colunas. No bloco da esquerda variam as quantidades contratuais, no bloco central o preço e no bloco da direita a flexibilidade requerida pelo comprador.

Tabela 2.11: Risco de exposição negativa no mercado spot para várias condições contratuais entre o comprador e a GENCO A (Exemplo de três GENCOS).

$\pi_A=80$ \$/MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %		$E_A^{BCV}= 209$ MWh/ano, Flexibilidade = $\pm 10$ %		$\pi_A=80$ \$/MWh, $E_A^{BC}= 209$ MWh/ano	
$E_A^{BC}$ [MWh/ano]	$\Psi_A^{spot}$	Preço [\$/MWh]	$\Psi_A^{spot}$	Flexibilidade	$\Psi_A^{spot}$
200	4.2 %	76	22.8 %	$\pm 0$ %	3 %
205	4.6 %	78	16.6 %	$\pm 3$ %	4 %
209	9.2 %	80	9.2 %	$\pm 5$ %	7 %
215	11.8 %	82	3.4 %	$\pm 7$ %	8.8 %
220	14.8 %	84	0.6 %	$\pm 10$ %	9.2 %

No bloco da esquerda da tabela 2.11, onde o preço e a flexibilidade são fixos, observa-se que o incremento na quantidade de energia comprada através do contrato, incrementa o risco de exposição negativa. Admitindo um valor tolerável de risco de 10%, então se pode concluir que o contrato de 209 MWh/ano é aceitável.

O bloco central da tabela 2.11, onde a quantidade (209 MWh/ano) e a flexibilidade ( $\pm 10\%$ ) do contrato permanecem constantes, é possível observar que o incremento no preço contratual diminui o risco de exposição negativa no spot. Admitindo um risco de 10%, pode-se dizer que o preço de 80 R\$/MWh é razoável.

O último bloco composto pelas duas últimas colunas da Tabela 2.11, mostra os resultados do teste variando o grau de flexibilidade, quando é mantido constante o preço (80 R\$/MWh) e a quantidade contratada (209 MWh/ano). Deste exemplo pode ser verificado que oferecer mais flexibilidade ao comprador implica maior risco de exposição ao preço previsto do mercado spot. Uma análise de resultados como os mostrados na tabela 2.11, além de ser fácil de implementar é bastante útil para ajudar na negociação de potenciais contratos bilaterais. Para ilustrar melhor a implementação desta técnica na seguinte seção será analisado o caso de uma usina real no Brasil.

#### **2.10.4. Estudo de caso com dados da usina Tucuruí**

Nesta seção mostra-se como o modelo pode ser usado para analisar e dar suporte nas decisões a serem tomadas durante a negociação de um contrato bilateral hipotético a ser implementado pela usina hidroelétrica de Tucuruí, localizada na região norte do Brasil. Os dados usados para este exemplo foram extraídos de informações publicadas pela GENCO proprietária desta usina (ELETRONORTE), bem como da ANEEL. A usina possui uma capacidade instalada total de 8.370 MW e a sua Energia Assegurada é de 4.110 MW médio<sup>5</sup>. Assumindo que a GENCO possua apenas esta usina hidrelétrica e que atualmente existem contratos bilaterais assinados por um montante de 3.571 MW médio, então a GENCO poderia ainda negociar 539 MW médio. Neste cenário, é interessante saber quanta energia é conveniente comercializar através de contratos bilaterais, quais os preços que pode negociar este agente por esta energia e quais são os níveis de flexibilidade que podem ser oferecidos sem que se apresente alto risco de *IL* e exposição negativa no mercado spot.

---

<sup>5</sup> No Brasil é comum especificar o bloco anual de energia em termos de energia média mensal em um período de 1 ano.

Será assumido neste exemplo o caso de um contrato cuja sazonalização é uniforme, que está sendo negociado com um comprador cujo perfil de carga previsto também plano, mas com possíveis variações de  $\pm 5\%$  em torno do valor de 539 MWh/mês. A flexibilidade por opção inicialmente requerida é de  $\pm 10\%$ . O preço inicial proposto para este contrato, corresponde a aproximadamente a média do histórico do PLD desde 2005 na região norte do Brasil, estimada em 60 R\$/MWh.

### 2.10.5. Modelagem das variáveis aleatórias do exemplo de Tucuruí

Como comentado na seção 2.4, é necessário fazer uma modelagem das variáveis envolvidas na negociação considerando o seu comportamento aleatório. Usando o histórico de dados de geração da usina Tucuruí desde 2004, é estimado um perfil previsto da produção de Tucuruí para 2008,  $EG_{m,u}^{prev}$ , considerando um incremento de capacidade de 395 MW médio devido à entrada de novas usinas durante 2008. Na figura 2.10 é apresentado o perfil previsto de produção  $EG_{m,u}^{prev}$ , bem como o histórico desde 2004.

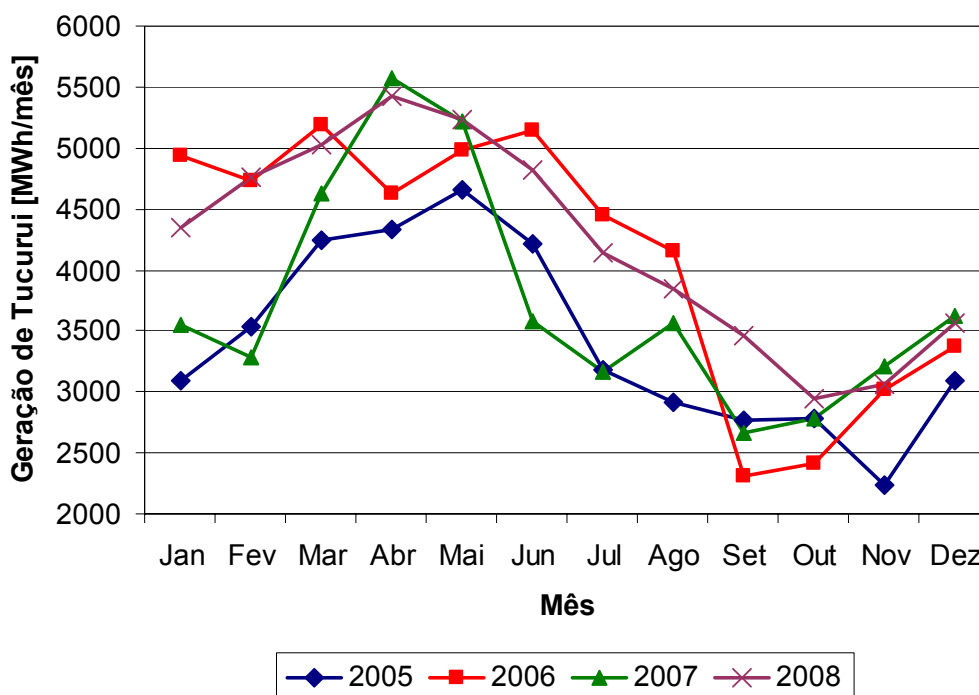


Figura 2.10: Histórico da produção da usina hidrelétrica de Tucuruí e perfil para 2008.

As amostras de energia produzida em cada mês pela usina de Tucuruí são calculadas através de (2.35) seguindo o perfil da figura 2.10 para 2008, onde o desvio padrão foi fixado em  $\sigma=250$  MWh/mês.

Para a geração das amostras de PLD no norte do Brasil, também utiliza-se a distribuição de probabilidade normal através de (2.36), variando em torno do PLD médio



dos últimos 3 anos (60 R\$/MWh), limitado pelos preços máximo e mínimo definidos pela ANEEL ( $\lambda^{min}=15,49$  e  $\lambda^{max}=569,59$  R\$/MWh) e com desvio padrão  $\sigma=277,05$  R\$/MWh.

Dado que a sazonalização proposta pelo comprador é flat e sendo que a flexibilização do contrato é por opção, a GENCO obtém amostras de como será a implementação do contrato seguindo o modelo descrito pelas equações (2.32) a (2.34), onde os limites  $E_m^{min}$  e  $E_m^{max}$ , são determinados pela porcentagem de flexibilização requerida ( $\phi = 10\%$ ) como em (2.24) e (2.25).

### 2.10.6. Calculo de Riscos para o exemplo de Tucuruí

O cálculo de riscos através da ferramenta proposta é feito através do método de Monte Carlo, gerando 500 amostras de produção de Tucuruí, de PLD na região norte do Brasil e de possível implementação do contrato durante 2008<sup>6</sup>. Com cada amostra é calculado o nível de  $IL$  e  $\varepsilon^{spot}$ . Com estas variáveis é possível calcular o risco de déficit de energia disponível (ou  $IL$ ), e depois o risco de exposição negativa ao PLD do mercado norte do Brasil devido a este contrato.

A tabela 2.12 apresenta o risco de Insuficiência de Lastro ( $IL>0$ ) e o risco de exposição negativa ( $\varepsilon^{spot}<0$ ) em termos de várias condições contratuais possíveis. Esta tabela também está dividida em três blocos de duas colunas.

Tabela 2.12: Risco de  $IL$  e de Exposição negativa no Spot da usina Tucuruí.

$\pi=60$ \$/MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %		$E^{BCV}= 539$ MWh/mês, Flexibilidade = $\pm 10$ %		$\pi=60$ \$/MWh, $E^{BCV}= 539$ MWh/mês	
$E^{BCV}$ $\left[\frac{MWh}{mês}\right]$	$\Psi^{IL}$ [%]	$\pi$ $\left[\frac{\$}{MWh}\right]$	$\Psi^{spot}$ [%]	Flexibilidade	$\Psi^{spot}$ [%]
510	6,8	60	34,4	$\pm 4$ %	28,4
520	8,8	80	22,2	$\pm 6$ %	31,6
<b>530</b>	<b>9,4</b>	100	15,0	$\pm 8$ %	32,0
539	16,4	<b>120</b>	<b>10,2</b>	$\pm 10$ %	33,2
550	17,6	130	8,6	$\pm 12$ %	36,4
560	23,8	140	6,8	$\pm 14$ %	34,6

O bloco esquerdo mostra várias quantidades de energia contratada e o seu correspondente risco de insuficiência de Lastro para um preço contratual de 60R\$/MWh e uma flexibilidade de 10%. No bloco central é estimado o risco de exposição negativa no mercado spot para vários preços contratuais considerando um volume de energia contratado de 539 MWh/mês e uma flexibilidade de 10%. O bloco da direita, composto

<sup>6</sup> A diminuição do número de amostras foi para diminuir o tempo de simulação, não havendo perda de exatidão nos resultados das simulações.

pelas duas últimas colunas da tabela mostra o risco de exposição negativa para várias flexibilidades oferecidas.

Observando os primeiros dois blocos da tabela e assumindo uma tolerância a ambos tipos de risco de 10%, conclui-se que a GENCO pode considerar a negociação de um contrato de no máximo  $E^{BCV}=530$  MWh/mês, por um preço superior a  $\pi=120$  R\$/MWh. No bloco da direita pode verificar-se que para as condições inicialmente propostas, variando a porcentagem de flexibilidade, não é possível fechar o contrato devido a que os riscos são muito elevados, sendo necessária uma revisão das condições contratuais. Usando, as condições recomendadas pelos dois primeiros blocos da tabela 2.12 ( $E^{BCV}=530$  MWh/mês e  $\pi=120$  R\$/MWh), é possível avaliar os riscos devidos à flexibilidade. A tabela 2.13 mostra tanto o risco de  $IL$  como o risco de exposição negativa para várias condições de flexibilidade oferecidas.

Tabela 2.13: Riscos várias condições de flexibilidade da usina Tucuruí.  
( $E^{BCV}=530$  MWh/mês e  $\pi=120$  R\$/MWh)

Flexibilidade	$\pm 3 \%$	$\pm 6 \%$	$\pm 9 \%$	$\pm 12 \%$	$\pm 15 \%$
$\Psi^{spot} [\%]$	7	7,8	9,2	9,8	12,0
$\Psi^{IL} [\%]$	8,8	7,8	7,6	10	8,8

Como pode ser visto, oferecendo ao comprador uma flexibilidade máxima de  $\pm 12 \%$  consegue-se manter o risco de exposição negativa com valores menores do que 10% o que permite uma visão mais objetiva acerca do contrato que está sendo negociado. O risco de  $IL$  permanece praticamente constante e não é afetado pela flexibilidade. No próximo capítulo será abordada a formulação deste modelo de negociação do ponto de vista do agente comprador.

## 2.11. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi mostrada a formulação do modelo de negociação de contratos bilaterais do ponto de vista do agente comprador. Foi mostrado que devido às características de incerteza das GENCOS durante a negociação de contratos bilaterais seria desejável uma revisão anual das condições contratuais que permitiria uma implementação mais eficiente e competitiva dos contratos bilaterais. A formulação do modelo começa com a definição do lucro do vendedor, de onde é derivado um modelo de otimização da carteira do vendedor que, embora não seja usado para a negociação de contratos bilaterais, permite

uma implementação dos contratos otimizada, considerando possíveis penalidades impostas pelo órgão regulador por insuficiência de energia disponível.

A modelagem de condições contratuais como sazonalização e flexibilização é apresentada em detalhe, com a mesma nomenclatura usada para definir a função de lucro. O modelo proposto baseia-se na simulação da implementação futura de todas as condições contratuais na base anual, onde as variáveis aleatórias envolvidas na implementação são modeladas através do método de Monte Carlo.

Para analisar a viabilidade da implementação do contrato são usadas duas variações da técnica para medição de risco conhecida como VaR. A primeira, é aplicada à disponibilidade energética para atender o contrato sob análise permitindo avaliar o risco de Insuficiência de energia disponível ou de *Lastro*. A segunda, permite avaliar o risco de exposição negativa no mercado de curto prazo devida ao comprometimento das quantidades contratuais e a não participação no mercado spot.

Finalmente são mostrados dois exemplos de como pode ser usada a metodologia de negociação de contratos bilaterais. O primeiro exemplo é um sistema fictício composto por uma carga e seis usinas geradoras agrupadas em três GENCOS. São simulados contratos bilaterais entre os agentes e analisados os riscos envolvidos na implementação destes contratos, mostrando que a ferramenta proposta fornece indicadores apropriados para a negociação destes contratos. O segundo exemplo utiliza dados da usina Tucuruí no Norte do Brasil, simulando um possível contrato com uma carga e obtendo as condições contratuais que se acomodam aos níveis toleráveis de riscos assumidos pela GENCO proprietária.



### **3. FORMULAÇÃO DO MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS (Ponto de Vista do Agente Comprador)**

*Este capítulo está dedicado à formulação do modelo de negociação de contratos bilaterais a partir da perspectiva do agente comprador. São destacadas as diferenças na formulação com relação àquela estudada no capítulo 2 e são mostrados exemplos deste modelo. Um estudo de caso com dados reais de um consumidor livre ainda está sendo estudado, bem como a simulação de negociação de contratos onde os dois agentes usam o método proposto.*

#### **3.1. DESCRIÇÃO DOS AGENTES COMPRADORES**

Os agentes compradores podem ser GENCOS, DISCOS, COMERCIALIZADORES, CONSUMIDORES LIVRES. O objetivo econômico das GENCOS na hora de comprar energia através de contratos bilaterais é o de se proteger contra eventuais insuficiências de energia ou, ainda, fazer efetivo um contrato a um preço mais baixo que o preço de venda para os consumidores finais. As DISCOS por outro lado, pretendem assegurar a continuidade no fornecimento de energia para os consumidores regulados sem o perigo de ficar expostas ao preço do mercado spot e/ou ser penalizadas com multa por insuficiência de suprimento. O objetivo dos comercializadores é o de adquirir energia a um preço baixo para poder vendê-la a um preço maior no futuro obtendo lucro. Porém, devido a que não é possível armazenar a energia elétrica como uma mercadoria qualquer, eles estão sujeitos ao balanceamento da sua posição, situação que implica encarar os riscos decorrentes da participação no mercado.

O objetivo dos consumidores livres é o de adquirir a energia elétrica a preços melhores que os oferecidos pelas DISCOS, em razão aos seus níveis de consumo superiores que os dos consumidores cativos. Esta situação lhes permite negociar individualmente com os fornecedores o seu consumo próprio através de contratos bilaterais. Como participantes do mercado, os consumidores livres também estão sujeitos a penalidades por falta de suprimento, bem como a exposição no mercado de curto prazo.

Para cumprir esses objetivos é necessário ter bases que permitam a avaliação dos contratos bilaterais e que permitam estimar se existem riscos envolvidos na realização dos contratos. A ferramenta de negociação de contratos do ponto de vista do comprador permite estimar o risco de Insuficiência de Cobertura Contratual (*ICC*) imposto pelo regulador em caso de não fornecer 100% do seu consumo com energia comprada através de contratos bilaterais. A análise da exposição no mercado spot também é analisada do ponto de vista do comprador. Esta ferramenta começa com a formulação completa do problema de otimização da carteira do comprador no qual é considerado o período contratual de um ano. Usando esta modelagem é possível avaliar diferentes condições contratuais para um contrato bilateral sob estudo.

### **3.2. OTIMIZAÇÃO DA CARTEIRA DO COMPRADOR**

O problema de otimização da carteira do agente comprador consiste em avaliar as quantidades de energia que o agente deve comprar em um determinado instante de tempo, determinando a melhor estratégia de compra de energia que minimiza os pagamentos feitos pelo agente. Uma vez estabelecidos os preços dos contratos bilaterais e tendo uma previsão do preço do mercado de curto prazo, o comprador dispõe de várias alternativas para cobrir o seu consumo ao longo do tempo. Abordando o problema em um horizonte de tempo anual, o objetivo consiste em determinar a sazonalização de cada contrato bilateral que minimiza os pagamentos do comprador, como mostrado na figura 3.1.

A negociação de um novo contrato usa a otimização dos pagamentos do comprador para determinar como várias condições contratuais que estão sendo negociadas afetam os pagamentos do comprador. Usando o método de Monte Carlo é possível realizar várias simulações e assim estimar os riscos envolvidos na implementação do contrato.

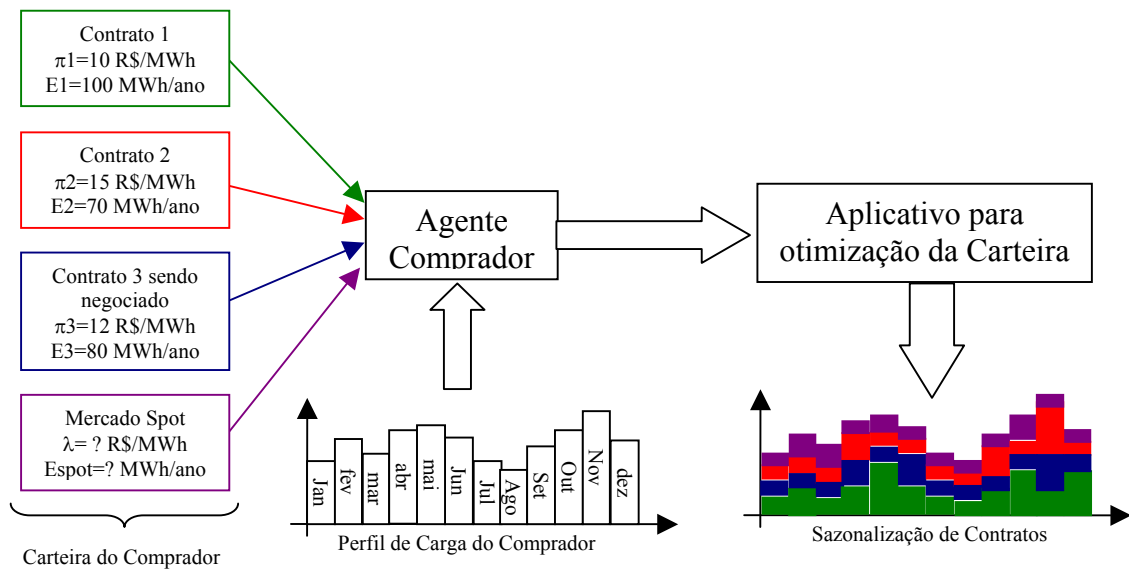


Figura 3.1: Sazonalização ótima de contratos bilaterais

Na figura 3.1 é mostrado o caso de um comprador que possui 2 contratos bilaterais, tem a opção de comprar energia do mercado spot e deseja negociar um terceiro contrato. De acordo com o perfil de carga previsto, o agente comprador determina a sazonalização dos contratos, alocando as maiores quantidades aos contratos com melhor preço. Do ponto de vista da negociação de contratos esta ferramenta lhe permite determinar a sazonalização a ser proposta ao vendedor.

A resolução deste problema é uma ferramenta útil para simular a carteira futura do comprador de energia assumindo diferentes condições contratuais para um contrato potencial a ser realizado. É considerada também a ocorrência de penalidades por insuficiência de cobertura da carga.

A formulação do problema de otimização de carteira começa com a definição da função objetivo, que basicamente é a minimização dos pagamentos que o agente comprador deve realizar pela compra da energia. Note que não está sendo otimizado o lucro do agente comprador, como foi feito no capítulo 2. Isto se deve a receita do comprador é considerada uma constante que depende, por exemplo no caso das DISCOS, da tarifa cobrada aos usuários finais que é regulada pelo órgão regulador. Receitas decorrentes de venda de sobras de energia de contratos bilaterais, são pagas ao preço spot e consideradas como pagamentos negativos.

O Pagamento Anual do Comprador ( $BAE$ ) é formulado como se mostra a seguir:

$$BAE = C^{BCC} - T^{spot} + C^{pen} \quad (3.1)$$

Onde  $C^{BCC}$  é o pagamento anual dos contratos de compra, obtido como o somatório do produto da quantidade de energia mensal (sazonalizada) pelo preço contratual, incluindo o contrato a ser negociado:

$$C^{BCC} = \sum_m^{12} \sum_{i=1}^{nc} C_{i,m}^{BCC} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot \pi_i \quad (3.2)$$

$E_{i,m}^{BCC}$  é a energia sazonalizada do contrato de compra  $i$  no mês  $m$  e  $nc$  é o número de contratos de compra. As transações no mercado spot,  $T^{spot}$ , são definidas em (3.3) da mesma maneira como em (2.3).

$$T^{spot} = \sum_{m=1}^{12} E_m^{spot} \cdot \lambda_m \quad (3.3)$$

A energia mensal negociada no mercado spot é a diferença entre a energia adquirida através de contratos e o consumo de energia verificado através de medições,  $ED_m^{ver}$ , como mostrado em (3.4).

$$E_m^{spot} = \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} - ED_m^{ver} \quad (3.4)$$

Substituindo (3.4) em (3.3) obtemos:

$$T^{spot} = \sum_{m=1}^{12} \left( \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} - ED_m^{ver} \right) \cdot \lambda_m \quad (3.5)$$

No caso do agente comprador possuir geração própria, como por exemplo, usinas não despachadas centralizadamente, co-geração, ou ainda no caso de autoprodutor, a energia gerada pode ser tratada como um contrato de compra,  $E_{i,m}^{BCC}$ , em (3.5).

Do ponto de vista do regulador, os compradores de energia que atendem aos consumidores finais devem apresentar cobertura através de contratos de compra, por 100% do seu consumo verificado de energia para não sofrer penalidade por Insuficiência de Cobertura da Carga. Portanto, define-se a Insuficiência de Cobertura da Carga – ICC como:

$$ICC = \sum_{m=1}^{12} \left( ED_m^{ver} - \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \right) \quad (3.6)$$

A penalidade por insuficiência de cobertura contratual da carga é calculada como:

$$C^{pen} = \begin{cases} 0, & se\ ICC \leq 0 \\ \frac{ICC}{12} \cdot \lambda^{pen}, & se\ ICC > 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

Da mesma forma que em (2.16),  $\lambda^{pen}$  é o preço de referência fixado pelo órgão regulador, por exemplo, em 2007 e 2008 foi 84,70 e 139,44 R\$/MWh respectivamente.



Da perspectiva do comprador, ele desconhece qual vai ser o consumo exato em cada intervalo de tempo, porém ele possui um grau de conhecimento do comportamento da carga que lhe permite efetuar uma boa previsão. Isto significa que do ponto de vista do comprador a negociação dos contratos bilaterais depende de previsões (EX-ANTE), enquanto que o regulador verifica o efeito, depois de acontecidas as negociações (EX-POST), como mostrado na figura 3.2.

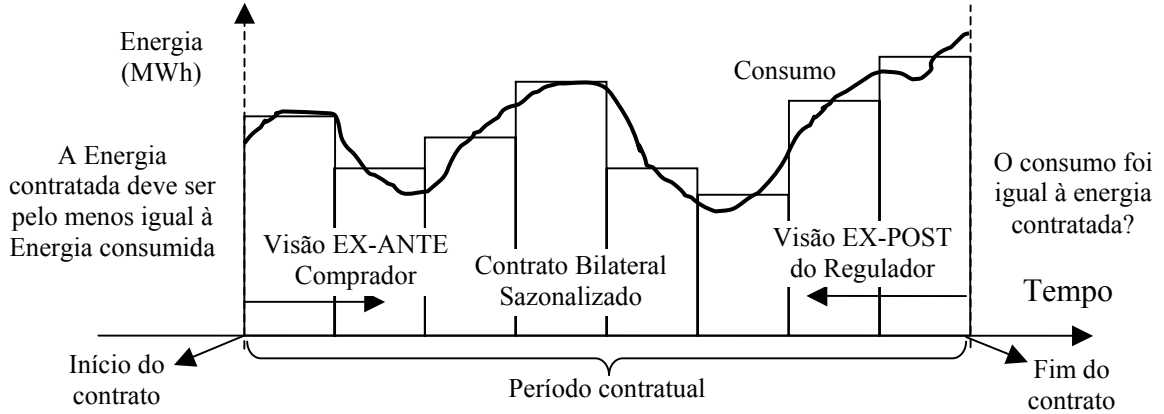


Figura 3.2: Pontos de vista do comprador e do regulador

Do ponto de vista do comprador, pode ser assumido que a energia demandada verificada assume um comportamento aleatório conforme explicado na seção 2.4, portanto as amostras podem ser geradas através da seguinte equação:

$$\mathbf{ED}^{\text{ver}} = (1 + \sigma_t \cdot r_n) \cdot \mathbf{ED}^{\text{prev}} \quad (3.8)$$

Onde  $\mathbf{ED}^{\text{prev}}$  é um vetor cujos elementos,  $ED_m^{\text{prev}}$ , possuem uma correlação temporal e representam o consumo previsto no mês  $m$ ;  $\sigma_t$  representa a incerteza no crescimento da energia demandada prevista no período de tempo  $t$ , e  $r_n$  é um número aleatório com distribuição de probabilidade normal, com média zero e desvio padrão igual a 1.

Substituindo (3.2) e (3.5) até (3.8) em (3.1) o pagamento anual do comprador pode ser re-escrito como:

$$BAE = \sum_{m=1}^{12} \left[ \underbrace{\sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot \pi_i}_{C_m^{BCC}} - \underbrace{\left( \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot \lambda_m - ED_m^{\text{ver}} \cdot \lambda_m \right)}_{T_m^{\text{spot}}} + \dots \right. \\ \left. \dots + \underbrace{ED_m^{\text{ver}} \cdot \frac{\lambda^{\text{pen}}}{12} - \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot \frac{\lambda^{\text{pen}}}{12}}_{C_m^{\text{pen}}} \right] \quad (3.9)$$

Onde  $ED_m^{\text{ver}}$  é um dos elementos do vetor  $\mathbf{ED}^{\text{ver}}$  gerado através de (3.8).

$$BAE = \sum_{m=1}^{12} \left[ ED_m^{ver} \cdot \left( \lambda_m + \frac{\lambda^{pen}}{12} \right) + \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot \left( \pi_i - \lambda_m - \frac{\lambda^{pen}}{12} \right) \right] \quad (3.10)$$

Substituindo  $\lambda_m^* = \frac{\lambda^{pen}}{12} + \lambda_m$ , (3.10) pode escrever-se como,

$$BAE = \sum_{m=1}^{12} \left[ ED_m^{ver} \cdot \lambda_m^* + \sum_{i=1}^{nc} \underbrace{E_{i,m}^{BCC} \cdot (\pi_i - \lambda_m^*)}_{\text{Custo de oportunidade de comprar no spot}} \right] \quad (3.11)$$

Do ponto de vista do comprador, em (3.11)  $ED_m^{ver}$  é a energia consumida pelo agente no mês  $m$ , cujos valores foram gerados aleatoriamente usando (3.8), mas que possuem correlação temporal. O último termo do somatório em (3.11) pode ser visto como o custo de oportunidade do agente devido à realização do contrato bilateral. Então, o problema de otimização de carteira se resume em minimizar (3.11), considerando como variável de decisão a sazonalização do novo contrato de compra  $i$ ,  $E_{i,m}^{BCC}$ , como apresentado a seguir.

$$\text{Minimizar } \sum_{m=1}^{12} \left( ED_m^{ver} \cdot \lambda_m^* + \sum_{i=1}^{nc} E_{i,m}^{BCC} \cdot (\pi_i - \lambda_m^*) \right) \quad (3.12)$$

Esta minimização está sujeita às seguintes restrições:

- Atendimento do montante de energia anual do contrato:

$$E_i^{BCC} = \sum_{m=1}^{12} E_{i,m}^{BCC} \quad (3.13)$$

- Requerimento da flexibilidade dos montantes de energia sazonalizados:

$$E_{i,m} (1 - \phi_i) \leq E_{i,m}^{BCC} \leq E_{i,m} (1 + \phi_i) \quad (3.14)$$

Os limites oferecidos em (3.14) são calculados em função da porcentagem de flexibilidade ( $\phi_i$ ) da mesma maneira que em (2.24) e (2.25). A porcentagem de flexibilidade é uma condição contratual sujeita à negociação, no Brasil por exemplo, está a condição nos CCEAR é fixada em  $\pm 15\%$ . O comprador que está analisando a negociação de um novo contrato pode utilizar as equações (3.12) a (3.14) para avaliar se um novo contrato oferece riscos em termos de cobertura contratual ou exposição no mercado spot. A modelagem destes riscos será mostrada nas seguintes seções, mostrando vários exemplos numéricos na seção 3.5.

### 3.3. FLEXIBILIZAÇÃO DO PONTO DE VISTA DO COMPRADOR

Na seção 2.3.1 foram analisadas duas formas de interpretar a flexibilização: por obrigação e por opção. Do ponto de vista do comprador a flexibilização por obrigação é um mecanismo que lhe fornece proteção contra variações inesperadas da carga, estas variações podem incluir a mudança de consumidores cativos para modalidade de consumidores livres. A seguir será feita a modelagem da flexibilidade desde a perspectiva do comprador.

#### 3.3.1. Modelagem da Flexibilização por obrigação

Quando a flexibilização é por obrigação, a utilização da otimização descrita por (3.12) a (3.14) mostra que os contratos com preço menor ficam sempre nos seus limites superiores. Isto acontece porque o contrato é obrigatoriamente implementado de acordo com a carga verificada. Portanto, os contratos com menor preço sempre serão implantados no limite superior da flexibilidade, sendo que apenas o contrato mais caro acompanha as variações da carga. Assim, não tem muito sentido fazer a sazonalização de todos os contratos com flexibilização por obrigação. Analisando (3.12) e (3.14) é possível concluir que o preço dos contratos com flexibilidade por obrigação é maior que o preço dos contratos sem flexibilidade.

É possível obter os valores de sazonalização ótima dos contratos usando (3.12) a (3.14) para valores de energia demandada e preço spot conhecidos durante o período contratual. Nesse caso os limites em (3.14) são definidos para a variável  $E_{t,m}^{BCC}$  seja sempre positiva. A sazonalização ótima não garante que a carga seja atendida 100% através de contratos bilaterais, mas garante a minimização de pagamentos. Além disso, a sazonalização ótima pode resultar especulativa, significando que a exposição positiva no mercado spot tem sido maximizada. Especular no mercado spot é uma situação contrária à filosofia da flexibilidade por obrigação, que simplesmente é oferecer ao comprador a possibilidade de compensar variações imprevistas da sua carga através de contratos bilaterais. Por isso, da perspectiva do regulador, o uso do modelo (3.12) a (3.14) por parte do comprador é indesejável porque os resultados levam à especulação por parte do comprador. Definir limites de flexibilidade para um contrato onde a sazonalização ótima foi obtida através de (3.12) a (3.14) tem sentido quando o comprador possui apenas um único contrato, mas mesmo assim o modelo pode continuar produzindo resultados que levam o comprador a fazer uso da especulação.

Como já foi explicado, quando o comprador possui vários contratos, não tem sentido que todos possuam uma condição de flexibilidade por obrigação. Ao invés disso, uma boa alternativa é usar apenas um único contrato com sazonalização proporcional e flexibilidade para compensar as variações da carga. Os outros contratos podem ser com sazonalização uniforme e sem flexibilidade como mostrado na figura a seguir.

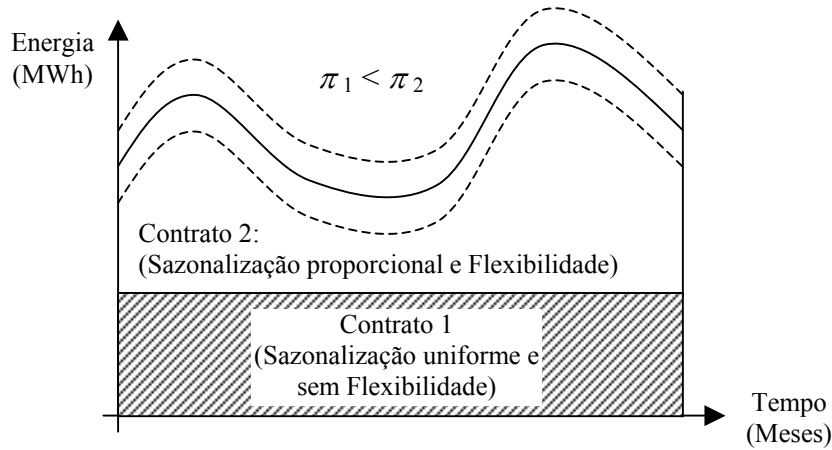


Figura 3.3: Aplicação da Flexibilização por obrigação com dois contratos bilaterais.

A modelagem da flexibilização por obrigação do contrato  $i$ , com sazonalização proporcional segue os seguintes passos:

- Calcula-se o valor  $E_{i,m}$  como sendo a sazonalização proporcional do contrato  $i$  no mês  $m$ , de acordo com a seguinte fórmula:

$$E_{i,m} = \frac{ED_m^{prev}}{\sum_{m=1}^{12} ED_m^{prev}} \cdot E_i^{BCC} \quad (3.15)$$

Em (3.15)  $ED_m^{prev}$  é o consumo previsto do comprador no mês  $m$ .

- Seja  $E_{i,m}^{BCC}$  a quantidade de energia implementada do contrato  $i$  no mês  $m$ , então esta variável varia entre os limites dados pela porcentagem de flexibilização  $\phi_i$  requerida pelo comprador como mostrado em (3.16).

$$E_{i,m}^{min} = (1 - \phi_i) \cdot E_{i,m} \leq E_{i,m}^{BCC} \leq E_{i,m}^{max} = (1 + \phi_i) \cdot E_{i,m} \quad (3.16)$$

- Define-se  $ED_{i,m}^*$ , como a parte da energia demandada do comprador a ser atendida pelo contrato  $i$  com sazonalização proporcional, descontado a quantidade dos contratos com sazonalização uniforme e sem flexibilização como em (3.17).

$$ED_{i,m}^* = ED_m^{ver} - \sum_{k \in Z} (E_k^{BCC} / 12) \quad (3.17)$$

Onde  $Z$  é o conjunto de contratos com sazonalização uniforme e sem flexibilização. Observe que o último termo em (3.17) é um valor constante em todos os meses do período contratual e que considera como horizonte de tempo um ano. Além disso, note que se o comprador tiver apenas um único contrato então  $ED_{i,m}^* = ED_m^{ver}$ . Ainda, do ponto de vista EX-ANTE do comprador,  $ED_m^{ver}$  está baseado em uma previsão com uma margem de incerteza, portanto, o comprador modela esta variável através de (3.8). Isto significa que  $ED_{i,m}^*$  também é uma variável aleatória.

- Finalmente, a quantidade implementada  $E_{i,m}^{BCC}$  do contrato  $i$  no mês  $m$ , com flexibilidade por obrigação e sazonalização proporcional é modelada como mostrado em (3.18).

$$E_{i,m}^{BCC} = \begin{cases} E_{i,m}^{min}, & \text{para } ED_{i,m}^* \leq E_{i,m}^{min}. \\ ED_m^*, & \text{para } E_{i,m}^{min} \leq ED_{i,m}^* \leq E_{i,m}^{max}. \\ E_{i,m}^{max}, & \text{para } E_{i,m}^{max} \leq ED_{i,m}^*. \end{cases} \quad (3.18)$$

- Existe mais uma restrição na modelagem da implementação do contrato, já que o somatório das quantidades mensais implementadas deve ser igual ao montante anual contratado. Portanto é necessária uma compensação no último mês do contrato como apresentado em (3.19).

$$E_{i,12}^{BCC} = E_i^{BCC} - \sum_{m=1}^{11} E_{i,m}^{BCC} \quad (3.19)$$

### 3.3.2. Modelagem da Flexibilização por opção

No caso de flexibilização por opção, onde o comprador determina o despacho do contrato, todos os contratos apresentam flexibilidade ( $\phi_i$ ). Neste caso, a negociação de um contrato sob estudo é feita usando o modelo de (3.12) a (3.14), onde os limites dos contratos existentes são os níveis determinados pelas flexibilidades já negociadas, e os limites do contrato sob estudo são mudados convenientemente, de acordo com várias propostas de flexibilidade que serão oferecidas durante a sessão de negociação.

No caso de flexibilização por opção no qual o vendedor determina o despacho do contrato, o vendedor é quem submete a sazonalização e flexibilidade desejadas ao comprador para avaliação. Neste caso o comprador deve determinar se as condições propostas pelo vendedor (preço, quantidade, sazonalização e flexibilização) são adequadas ou se representam riscos. Para determinar o possível despacho requerido pelo vendedor, o comprador pode usar o modelo definido pelas equações (2.29) a (2.31) do capítulo 2.

Nas seguintes seções serão analisados os tipos de riscos envolvidos na realização de contratos bilaterais do ponto de vista do comprador.

### 3.4. RISCO DE INSUFICIÊNCIA DE COBERTURA CONTRATUAL

Define-se o Risco de Insuficiência de Cobertura Contratual,  $\Psi^{ICC}$ , como a probabilidade de que  $ICC$ , como calculado em (3.6), assuma valores positivos.

$$\Psi^{ICC} = \text{Prob}\{0 < ICC\} \quad (3.20)$$

Assim como foi analisado para o caso do agente vendedor na seção 2.3, dependendo da aversão ao risco do comprador, ele pode admitir uma certa margem de risco especificada  $\rho_{ICC}$ , podendo modelar este parâmetro como em (3.21).

$$\Psi^{ICC} = \text{Prob}\{\rho_{ICC} < ICC\} \quad (3.21)$$

### 3.5. RISCO DE EXPOSIÇÃO NEGATIVA NO MERCADO SPOT

Da perspectiva do comprador, a possível exposição no mercado de curto prazo devida ao contrato de compra  $i$  no mês  $m$  (em R\$/mês) é definida como:

$$\mathcal{E}_{i,m}^{spot} = E_m^{spot} \cdot (\lambda_m - \pi_i) \quad (3.22)$$

Onde  $E_m^{spot}$  é calculada para o comprador como mostrado em (3.4). Analisando (3.22) podemos observar o seguinte:

- Se  $E_m^{spot} > 0$  e  $\lambda_m < \pi_i$ , então o comprador deve vender energia no mercado spot a um preço menor do que o preço contratual, sinalizando uma situação desfavorável porque está sendo comprada energia a um preço alto e vendida a um preço baixo. Portanto, a exposição no mercado spot é negativa.
- Se  $E_m^{spot} > 0$  e  $\lambda_m > \pi_i$ , o comprador deve vender a energia excedente no spot, porém a um preço favorável em relação ao preço contratual. Por esta razão a exposição é positiva.
- Se  $E_m^{spot} < 0$  e  $\lambda_m < \pi_i$ , então o comprador deve adquirir mais energia no mercado spot para cobrir o seu consumo a um preço menor do que o preço contratual. Portanto a exposição é positiva.

- Se  $E_m^{spot} < 0$  e  $\lambda_m > \pi_i$ , significa novamente que o comprador deve adquirir energia no spot, porém a um preço maior do que o preço contratual. Esta é a razão pela qual a exposição é negativa.

Na tabela a seguir, são resumidos os sinais dados pela exposição no mercado spot para agentes compradores:

Tabela 3.1: Análise do sinal da exposição no mercado spot do agente comprador

	$\mathcal{E}_{i,m}^{spot}$	
	$E^{spot} < 0$ <b>Comprar</b>	$E^{spot} > 0$ <b>Vender</b>
$\lambda_m < \pi_i$	Positiva	Negativa
$\lambda_m > \pi_i$	Negativa	Positiva

Da mesma maneira, define-se a exposição anual do comprador devida ao contrato de compra  $i$  como mostrado em (3.23); define-se a exposição total no spot para o comprador como apresentado em (3.24) e define-se o risco de exposição negativa no mercado spot para o comprador como indicado em (3.25).

$$\mathcal{E}_i^{spot} = \sum_{m=1}^{12} \mathcal{E}_{i,m}^{spot} \quad (3.23)$$

$$\mathcal{E}^{spot} = \sum_{i=1}^{nc} \mathcal{E}_i^{spot} \quad (3.24)$$

$$\Psi^{spot} = \text{Prob}\{\mathcal{E}^{spot} < 0\} \quad (3.25)$$

De acordo com a sua aversão ao risco, o comprador também pode definir um nível tolerável de exposição negativa no mercado spot,  $\rho^{spot}$ , tal que o seu risco de exposição fica definido como em (3.26).

$$\Psi^{spot} = \text{Prob}\{\mathcal{E}^{spot} < \rho^{spot}\} \quad (3.26)$$

### 3.6. NÍVEL DE PROTEÇÃO DE UM CONTRATO BILATERAL

A análise de (3.22) descrita nos parágrafos anteriores também permite definir o grau de proteção no mercado spot que um contrato bilateral oferece ao comprador. Um rápido sinalizador de se o contrato protege ou não o comprador contra a volatilidade dos preços do mercado spot é comparar o preço contratual ( $\pi_i$ ) com a média histórica do preço spot ( $\lambda^{med}$ ) ao longo de um período de tempo similar ao da duração do contrato, por exemplo

um ano. Na medida em que  $\pi_i \leq \lambda^{med}$ , maior será o benefício em relação à volatilidade de preços no mercado spot. Esta proposição pode verificar-se graficamente através da figura 3.4.

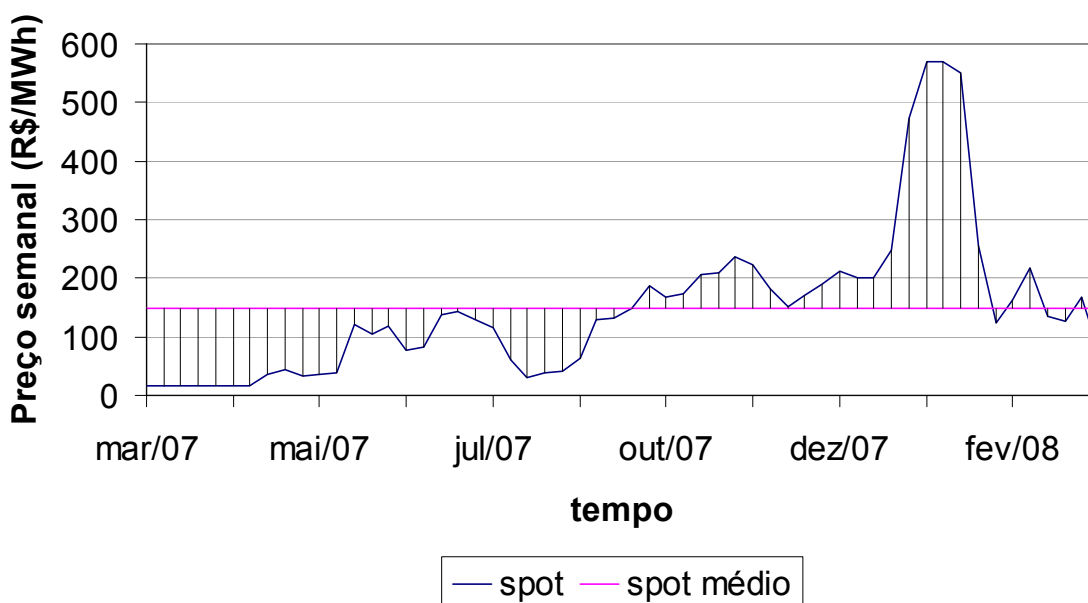


Figura 3.4: Histórico de preços spot do submercado norte do Brasil.

A figura 3.4 mostra o PLD semanal do submercado norte do Brasil para patamar de carga médio desde março de 2007 até março de 2008, bem como o PLD médio ( $\lambda^{med}$ ) calculado em 149,21 R\$/MWh. Assumindo que um agente comprador realize um contrato em março de 2007 por esse preço, podemos ver através da figura que até setembro de 2007 o preço do contrato era maior do que o PLD, enquanto que a partir dessa data, o PLD sobe para níveis maiores que o preço do contrato. Independente da quantidade de energia adquirida pelo agente, pode-se observar que a área abaixo do PLD médio ( $A^{inf}$ ) é exatamente igual à área acima do PLD ( $A^{sup}$ ), neste caso o contrato permite uma proteção contra a volatilidade. Se o preço do contrato fosse menor que o PLD médio, por exemplo 100 R\$/MWh, então  $A^{sup} > A^{inf}$  o que ocasionaria vantagem para o comprador. Por outra parte, se por exemplo o preço contratual negociado fosse 200 R\$/MWh, então  $A^{sup} < A^{inf}$  sinalizando que o preço contratual é alto demais, sendo portanto, um negócio desvantajoso para o comprador.

Podemos definir então a proteção contratual anual de um contrato bilateral contra a volatilidade no mercado spot como:

$$\kappa_i^{spot} = \frac{A^{sup}}{A^{inf}} \quad (3.27)$$



$$A^{sup} = \sum_{t=1}^{nt} (\pi_i - \lambda_t) \cdot \Delta_t, \quad \forall \pi_i < \lambda_t. \quad (3.28)$$

$$A^{inf} = \sum_{t=1}^{nt} (\lambda_t - \pi_i) \cdot \Delta_t, \quad \forall \pi_i \geq \lambda_t. \quad (3.29)$$

Onde  $\Delta_t$  é o intervalo de tempo do cálculo do preço spot<sup>7</sup> e  $nt$  é o número de intervalos de tempo considerados. O indicador  $\kappa_i^{spot}$  permite avaliar ex-post como foi a negociação do contrato bilateral. Devido à incerteza nos preços do mercado spot, uma meta de pesquisa é avaliar se (3.27) é um indicador que possa ser utilizado durante a negociação de um contrato bilateral, já que ele depende muito do comportamento do preço spot e, portanto, seu uso poderia levar interpretações errôneas. Por exemplo, observando o período entre finais de dezembro de 2007 e início de fevereiro de 2008 na figura 3.4, vemos um pico inesperado no preço spot que teve um impacto decisivo no indicador  $\kappa_i^{spot}$ . Caso os agentes, durante a negociação em março de 2007, achem que nesse período o aumento é além do que realmente aconteceu, a negociação pode resultar em um preço desvantajoso para o comprador. Se as partes não estimaram um aumento tão alto como o que aconteceu nesse período, a negociação é desvantajosa do ponto de vista do vendedor. Portanto, neste trabalho esta medida é considerada como uma rápida avaliação de um contrato bilateral depois da sua realização.

### 3.7. FERRAMENTA DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS PARA COMPRADORES

Da mesma maneira como foi definida na seção 2.7 a ferramenta de negociação para vendedores, a seguir é descrita esta proposta para compradores. Na figura 3.4 é apresentado um fluxograma que descreve o modelo de negociação de contratos formulado do ponto de vista dos compradores. As variáveis de entrada deste modelo são o consumo mensal, as condições contratuais propostas e os preços do mercado spot. A principal diferença entre o modelo para compradores e o formulado para vendedores é que as condições contratuais são calculadas pelo comprador e propostas para que sejam aprovadas pelo vendedor.

---

<sup>7</sup> No Brasil  $\Delta_t$  é uma semana, porém na maioria dos mercados de eletricidade  $\Delta_t$  é uma hora.

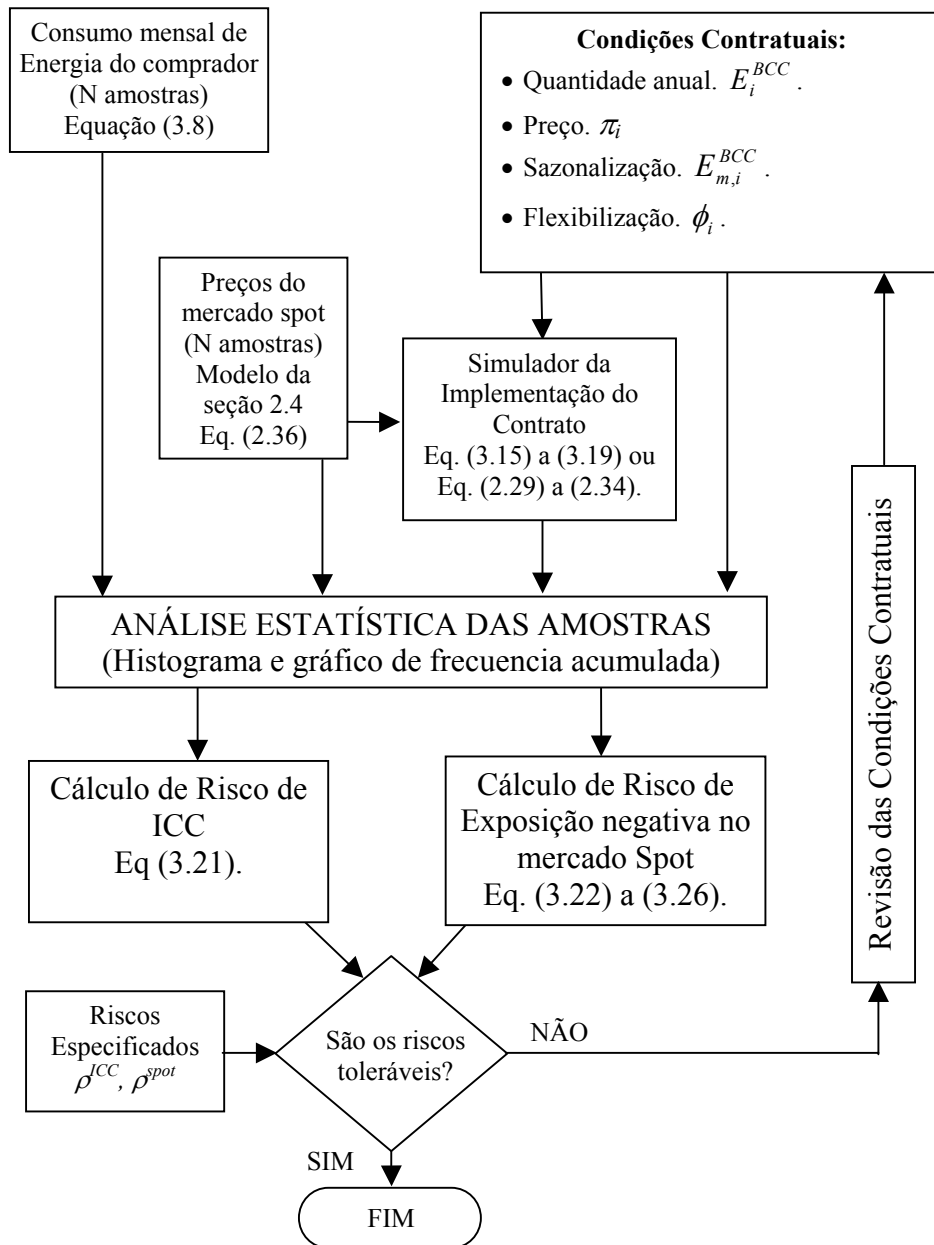


Figura 3.5: Fluxograma da Ferramenta de Negociação de Contratos para Compradores

### 3.8. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO

#### *Exemplo 3.1 – Negociação de um novo contrato com flexibilização por obrigação:*

Considere uma DISCO que deseja realizar um contrato por 1200 MWh/ano. Como não existem contratos bilaterais prévios, a DISCO propõe uma sazonalização proporcional igual ao seu perfil de carga como mostrado na tabela 3.2. Devido à incerteza na previsão do perfil de carga, a DISCO requer uma flexibilidade por obrigação de  $\pm 10\%$  definindo os limites apresentados na tabela 3.2. Nesta tabela também é mostrada uma previsão feita pela

DISCO relacionada com o comportamento do preço spot ao longo do ano. Usando esta previsão a DISCO propõe como preço contratual o do preço spot médio previsto, estimado em 20,25 \$/MWh.

Tabela 3.2: Sazonalização proporcional e limites da flexibilização por obrigação (MWh).

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
<b>Flex. -10%</b>	90	108	126	153	171	108	72	45	27	36	54	90	<b>1.080</b>
<b>Sazonalização proposta</b>	100	120	140	170	190	120	80	50	30	40	60	100	<b>1.200</b>
<b>Flex. +10%</b>	110	132	154	187	209	132	88	55	33	44	66	110	<b>1.320</b>
<b>Previsão do preço spot (\$/MWh)</b>	10	15	25	50	50	35	15	10	7	8	8	10	<b>20,25<sup>8</sup></b>

Com essas condições contratuais a DISCO deve avaliar qual é o risco de ICC e de exposição negativa no mercado de curto prazo. Usando os dados de previsão de preços e de sazonalização da tabela 3.2 são geradas 1000 amostras aleatórias de preços sem correlação temporal usando uma distribuição de probabilidade normal com  $\sigma=1,5$  na forma explicada na seção 2.4, e 1000 amostras do consumo com correlação temporal através de (3.8). Cada amostra é um vetor com 12 preços mensais e 12 possíveis consumos requeridos pelo comprador. A possível implementação do contrato usando a flexibilização por obrigação é modelada através de (3.18). Para cada amostra, é calculado o nível de ICC através de (3.6) e a exposição no mercado spot através de (3.22) a (3.24). A análise das condições contratuais é feita como mostrado na figura 3.5, calculando os riscos ( $\Psi^{ICC}$  e  $\Psi^{spot}$ ) através de (3.20) e (3.25). A tolerância fixada pelo agente foi  $\rho^{spot} = \rho^{ICC} = 0$ .

Na tabela 3.3 é apresentado o risco de ICC e o risco de exposição negativa no mercado spot calculados para várias condições contratuais. Esta tabela está dividida em dois blocos. No bloco da esquerda são apresentados os riscos para várias quantidades contratuais e no bloco da direita os riscos para vários preços do contrato.

Analisando os resultados do bloco da esquerda pode ser observado que realizar um contrato por 1200 MWh produz um risco de ICC de quase 50%, portanto o comprador deveria realizar um contrato por uma quantidade maior. Neste caso um contrato de 1.230 ou 1.240 MWh reduz o risco de ICC para menos de 10%. Analisando o risco de exposição negativa neste primeiro bloco aparece um resultado inesperado, pois na medida em que a quantidade contratual aumenta, o risco de exposição negativa também aumenta. O

<sup>8</sup> Preço médio da previsão

comprador poderia pensar que isto se deve a um preço do contrato muito alto, sinalizando que, na maioria das vezes, o preço spot é menor que preço do contrato.

Tabela 3.3: Risco de ICC e de exposição negativa no spot para várias condições contratuais.

$\pi=20,25$ \$/MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %			$E^{BCC}= 1230$ MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %		
$E^{BCC}$	$\Psi^{ICC}$	$\Psi^{spot}$	Preço	$\Psi^{ICC}$	$\Psi^{spot}$
1250	1,9%	97,9%	20,25	8,9%	89,9%
1240	3,4%	96,4%	18,25	8,4%	91,0%
1230	8,9%	89,9%	16,25	9,7%	88,2%
1225	12,9%	85,9%	14,25	10,1%	84,4%
1200	48,8%	51,1%	12,25	9,3%	74,7%
1175	86,8%	13,9%	10,25	9,6%	44,1%
1150	98,7%	2,2%	8,25	9,6%	13,9%
1125	99,9%	0,8%	6,25	9,6%	9,3%

Observando o bloco da direita na tabela 3.3 vemos que, para diminuir o risco de exposição negativa, o preço do contrato deve ser inferior a 8 \$/MWh. Na verdade, o risco de exposição negativa no spot está tomando como base o preço do mês no qual estão sendo compensadas as diferenças entre o montante de energia contratada e o realmente consumido. Como apresentado no exemplo 2.1, na flexibilização por obrigação, o comprador não fica exposto ao preço spot durante todo o ano, ele fica exposto naqueles meses nos quais a sua carga ultrapassa os limites dados pela flexibilização ou, no último mês, para equilibrar a quantidade anual contratada. Neste exemplo, as diferenças são compensadas em dezembro, quando o preço spot oscila em torno de 10 \$/MWh. Este é um caso particular que implica uma re-definição do critério de exposição no mercado de curto prazo.

Para entender isto, considere a curva de frequência acumulada apresentada na figura 3.6 a qual foi gerada através do Método de Monte Carlo, quando o preço do contrato é fixado em 20,25 \$/MWh, a quantidade anual é 1.230 MWh e a flexibilização é  $\pm 10\%$ .

Nesta figura pode ser visto que a probabilidade de que a exposição no mercado de curto prazo seja negativa ( $\varepsilon^{spot} < 0$ ), é de quase 90%. Porém, o máximo valor de exposição negativa alcançada durante a simulação foi de 1.028,40 \$/ano, significando apenas 4,1% do pagamento anual do contrato (20,25 \$/MWh x 1.230 MWh/ano = 24.907,50 \$/ano). A probabilidade de ocorrência do máximo valor é praticamente 0%. Admitindo um nível tolerável de exposição negativa menor do que 10%, é possível fixar  $\rho^{spot}$  em -564,00 \$/ano, representando 2,3% do pagamento anual do contrato. Do ponto de vista do comprador isto

é razoável, pois a sua exposição foi apenas durante o último mês do contrato, para compensar as diferenças entre o volume contratado e o consumido. Se as diferenças fossem compensadas em um mês no qual o preço spot é maior do que o preço do contrato a situação seria diferente.

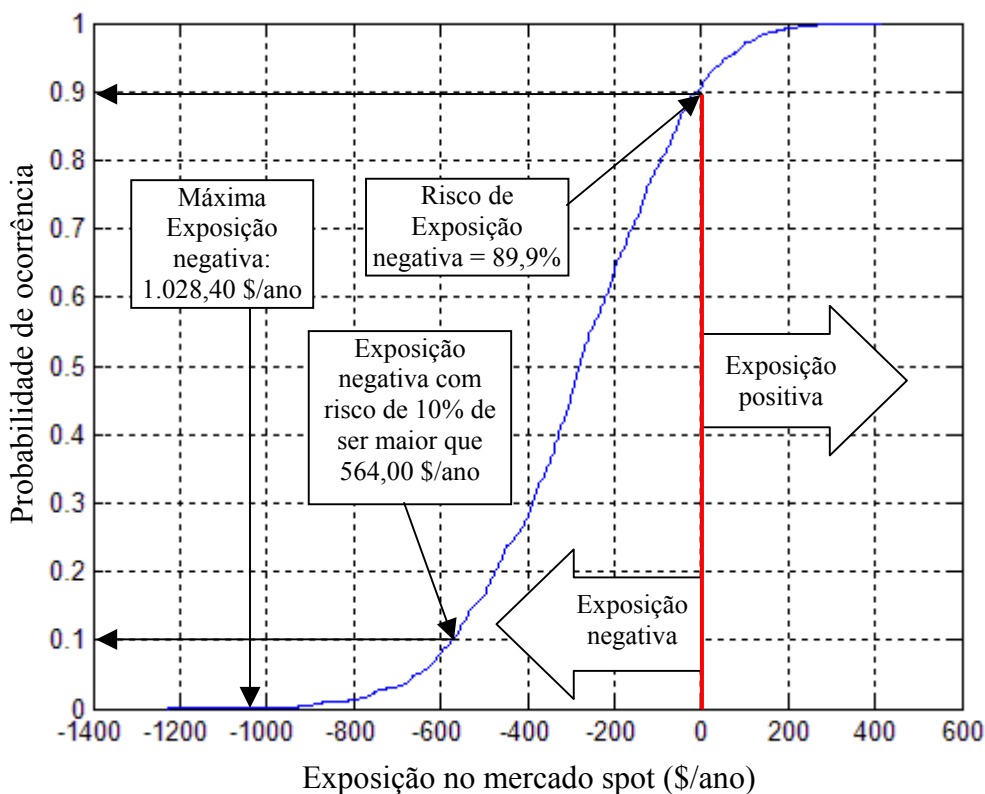


Figura 3.6: Curva de frequência acumulada da exposição no mercado spot

Supondo que o comprador tolera uma exposição negativa de até 600 \$/ano ( $\rho^{spot} = -600^9$ ), o risco de exposição no mercado spot além desse valor, para vários preços contratuais e várias condições de flexibilização, é apresentado na tabela 3.4.

Tabela 3.4: Cálculo do risco de exposição negativa no mercado spot ( $\rho^{spot} = -600$ ).

$E^{BCC} = 1230$	Preço	28,25	26,25	24,25	22,25	20,25	18,25	16,25
Flex = $\pm 10\%$	$\Psi^{spot}$	43,3%	35,7%	26,0%	17,5%	7,8%	1,9%	0,1%
$E^{BCC} = 1230$	Flex.	$\pm 15\%$	$\pm 13\%$	$\pm 10\%$	$\pm 8\%$	$\pm 6\%$	$\pm 4\%$	$\pm 2\%$
$\pi = 20,25$	$\Psi^{spot}$	28,1%	27,9%	26,0%	19,3%	7,2%	2,2%	1,7%

As primeiras duas linhas da tabela 3.4 correspondem à avaliação do  $\Psi^{spot}$  para vários preços de um contrato anual de 1.230 MWh e flexibilização de 10%, enquanto que as duas

<sup>9</sup> Note que não foi escolhido 540 \$/ano, simplesmente para que o risco fosse menor do que 10% (Ver figura 3.6).

últimas linhas correspondem à avaliação do  $\Psi^{spot}$  para várias condições de flexibilidade de um contrato pela mesma quantidade e preço de 20,25 \$/MWh. Nesta tabela pode ser visto que aumentando o preço do contrato  $\Psi^{spot}$  aumenta, que seria o caso no qual o vendedor apresente uma contra-oferta de aumento de preço. Usando esta técnica é possível avaliar as contra-propostas do vendedor no momento da negociação.

Um resultado interessante pode ser visto analisando a variação de  $\Psi^{spot}$  para várias condições de flexibilidade, nas duas últimas linhas da tabela 3.4. Na medida em que a flexibilidade diminui, o risco de exposição negativa também diminui. Este resultado é contrário ao objetivo da flexibilização por obrigação, que é proteger ao comprador contra a exposição no spot. Na verdade diminuindo a flexibilização, o comprador aumenta a quantidade de energia que deve ser negociada no mercado spot. A diminuição do  $\Psi^{spot}$ , mostra que em certos meses existe a oportunidade de se obter receita re-vendendo a sobra de energia comprada através do contrato. Isto acontece porque, neste exemplo particular, os preços do mercado spot seguem a mesma tendência que a carga do comprador, como pode ser visto comparando o perfil da carga (sazonalização proposta na tabela 3.2) com a previsão de preços feita pelo comprador. Entre março e junho, o comprador espera um aumento do preço spot, bem como um aumento na carga.

*Exemplo 3.2 – Negociação de um novo contrato com flexibilização por opção:*

No exemplo 3.1, caso seja realizado um contrato anual de 1.230 MWh, ao preço de 20,25 \$/MWh, com a sazonalização proposta na tabela 3.2 e flexibilidade por obrigação de 10%, o comprador espera ter um pagamento total fixo do contrato de 24.907,50 \$/ano, mais uma parcela variável referente a sua participação no mercado spot entre 564 e 1028,40 \$/ano. Considere agora a mesma situação apresentada no exemplo 3.1, mas com flexibilização por opção, onde o comprador seleciona as quantidades do contrato em cada mês com o propósito de diminuir os seus pagamentos.

Usando (3.12) a (3.14) e o perfil de carga previsto (ver sazonalização proposta na tabela 3.2), o comprador calcula a sazonalização ótima que minimiza os seus pagamentos. Os limites em (3.14) são fixados pelo comprador em termos da variação da carga que, para este exemplo, foram calculados com uma variação de  $\pm 10\%$  com relação ao perfil previsto. Note que no caso em que a estimativa de preços do comprador seja exata, as quantidades mensais do contrato em cada mês, deverão ser iguais às propostas pela sazonalização ótima para obter o pagamento total mínimo, já que dependendo do preço spot, o comprador decide a quantidade mensal do contrato.

A tabela 3.5 mostra a sazonalização ótima proposta pelo comprador, calculada usando (3.12) a (3.14), onde os limites de (3.14) foram calculados para uma flexibilização de  $\pm 10\%$  dos valores mensais do perfil de consumo (sazonalização proposta na tabela 3.2). O preço contratual inicial continua sendo 20,25 \$/MWh.

Devido a que a sazonalização ótima foi calculada com uma previsão do preço spot sujeita a incerteza, a DISCO ainda precisa de flexibilidade nos montantes de sazonalização ótima propostos. Portanto, a DISCO ainda deve calcular o risco de ICC e de exposição negativa no mercado de curto prazo.

Tabela 3.5: Sazonalização ótima e limites definidos pela flexibilização por opção (MWh).

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
<b>Flex. -10%</b>	81	97,2	135	168,3	188,1	118,8	64,8	40,5	24,3	32,4	48,6	81	<b>1.080</b>
<b>Sazonalização ótima proposta</b>	90	108	150	187	209	132	72	45	27	36	54	90	<b>1.200</b>
<b>Flex. +10%</b>	99	118,8	165	205,7	229,9	145,2	79,2	49,5	29,7	39,6	59,4	99	<b>1.320</b>
<b>Previsão do preço spot (\$/MWh)</b>	10	15	25	50	50	35	15	10	7	8	8	10	<b>20,25</b>

Para avaliar os riscos envolvidos no contrato com as condições iniciais descritas acima, é usado o método de Monte Carlo no qual são geradas 1000 amostras de preços de preços usando a distribuição de probabilidade normal com  $\sigma=1.5$ , como descrito na seção 2.4, e 1000 amostras do consumo geradas através de (3.8). Cada amostra é um vetor com 12 preços mensais e 12 possíveis consumos requeridos pela DISCO. Com cada amostra de preços e de consumos, são calculados os valores de energia que o comprador deveria selecionar para minimizar os seus pagamentos usando novamente o modelo descrito por (3.12) a (3.14), sendo que os limites em (3.14) são os mostrados na tabela 3.5.

Os riscos são calculados através das equações (3.21) a (3.26), fixando  $\rho^{ICC}=\rho^{spot}=0$ . Na mesma forma que no exemplo anterior, na tabela 3.6 é apresentado o risco de ICC e o risco de exposição negativa no mercado spot em dois blocos. O bloco da esquerda corresponde à avaliação dos riscos para várias quantidades de energia contratada e o bloco da direita apresenta a avaliação dos riscos para vários preços contratuais.

Da mesma maneira que no exemplo anterior, o bloco da esquerda na tabela 3.6 mostra que o risco de ICC diminui quando aumenta a quantidade anual de energia do contrato. O risco de exposição no mercado spot é zero devido a que o preço do contrato resulta vantajoso do ponto de vista do comprador existindo apenas exposição positiva. No bloco da direita observa-se que o risco de ICC não é afetado por mudanças no preço do contrato

e que o comprador pode realizar um contrato com um preço contratual até aproximadamente 90 \$/MWh com um risco de exposição negativa no mercado spot inferior a 12%.

Tabela 3.6: Risco de ICC e de exposição negativa no spot para várias condições contratuais.

$\pi=20.25$ \$/MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %			$E^{BCC}= 1230$ MWh, Flexibilidade = $\pm 10$ %		
$E^{BCC}$	$\Psi^{ICC}$	$\Psi^{spot}$	Preço	$\Psi^{ICC}$	$\Psi^{spot}$
1250	0,7%	0,0%	170,25	9,4%	58,4%
1240	4,3%	0,0%	140,25	8,3%	53,1%
1230	9,0%	0,0%	110,25	9,5%	28,3%
1225	13,6%	0,0%	100,25	9,1%	21,5%
1200	54,1%	0,0%	90,25	9,3%	12,2%
1175	86,2%	0,0%	80,25	11,0%	6,3%
1150	99,4%	0,0%	50,25	8,7%	0,0%
1125	99,9%	0,0%	20,25	9,0%	0,0%

A diferença de preços entre 20,25 e 90 \$/MWh se deve a que, usando a flexibilização por opção, o comprador pode otimizar a sua exposição no spot chegando a ter receita e não pagamento da sua participação. Como esta diferença permite uma boa margem de negociação, o comprador pode re-avaliar o critério de exposição negativa  $\rho^{spot}$  analisando a curva de frequência acumulada. O aumento de preço do contrato deslocará a curva à esquerda diminuindo a exposição positiva no mercado spot, como mostrado na figura 3.7.

Na figura 3.7 podemos observar o deslocamento da curva de frequência acumulada para vários preços do contrato. Usando esta técnica é possível estabelecer graficamente o risco de um preço do contrato proposto pelo vendedor, bem como o impacto nos pagamentos do comprador. No caso de realizar um contrato com as condições já descritas por um preço de 20.25 \$/MWh, o pagamento total fixo do contrato continua sendo 24.907,50 \$/ano, porém este pagamento diminui devido a uma parcela variável referente à exposição positiva no mercado spot que varia entre 2.390 e 2.930 \$/ano. O risco de que a parcela variável seja menor que 2.930 \$/ano é de 10% como pode ser visto na figura 3.7. A parcela variável do pagamento pode ser analisada através do princípio do VaR, como mostrado na figura 3.7 para a curva do preço 90,25 \$/MWh. Quando o preço do contrato aumenta o VaR também se incrementa.



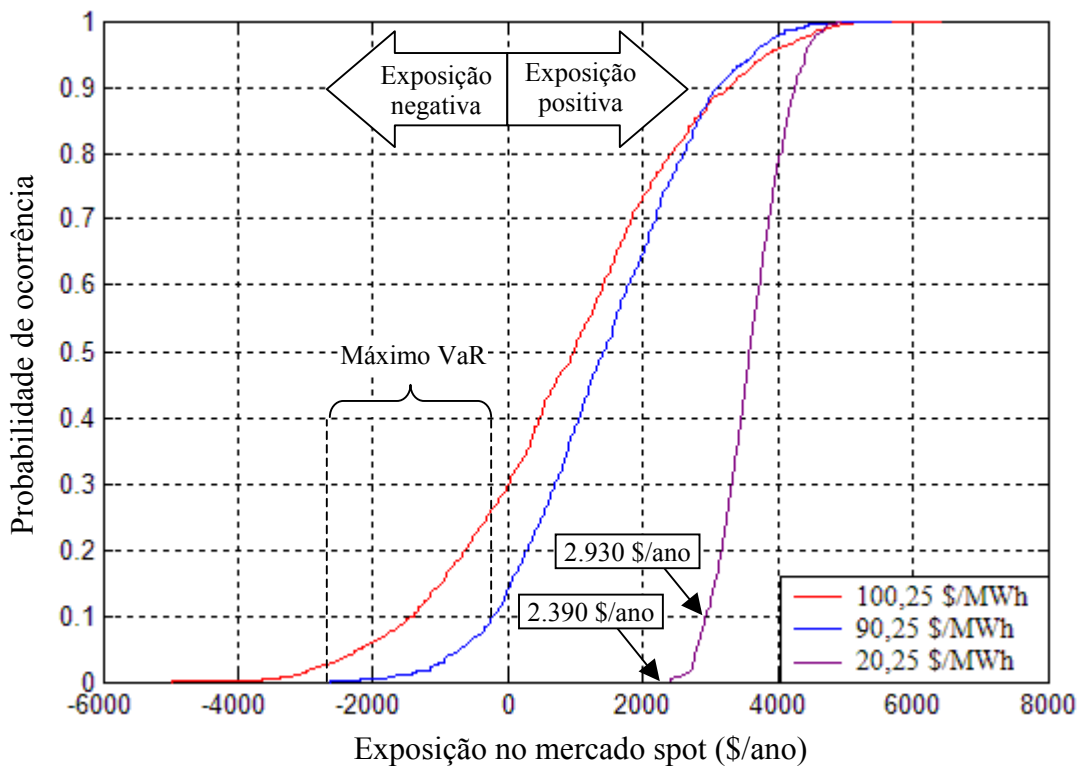


Figura 3.7: Curvas de frequência acumulada da exposição no mercado spot para vários preços do contrato.

Como conclusão observa-se que o uso da flexibilização por opção fornece uma maior proteção para o comprador do que a flexibilização por obrigação, além disso a flexibilização por opção permite uma maior faixa de negociação entre as partes envolvidas, além de uma diminuição dos pagamentos graças à participação do agente no mercado spot. Isto pode contribuir a menores tarifas e a uma maior eficiência econômica. Supondo que o comprador tolera uma exposição positiva mínima de 1.000 \$/ano ( $\rho^{spot}=1000$ ), é possível calcular o risco de exposição no mercado spot abaixo desse valor para vários preços contratuais e várias condições de flexibilização como mostra a tabela 3.7.

Tabela 3.7: Cálculo do risco de exposição negativa no mercado spot ( $\rho^{spot}=1000$ ).

$E^{BCC}=1230$	Preço	50,25	56,25	62,25	68,25	74,25	80,25	86,25
Flex= $\pm 10\%$	$\Psi^{spot}$	0,0%	0,8%	3,9%	9,3%	17,5%	24,5%	31,6%
$E^{BCC}=1230$	Flex.	$\pm 15\%$	$\pm 13\%$	$\pm 10\%$	$\pm 8\%$	$\pm 6\%$	$\pm 4\%$	$\pm 2\%$
$\pi = 62,25$	$\Psi^{spot}$	0,2%	0,4%	3,9%	11,5%	26,9%	39,8%	61,8%

As primeiras duas linhas desta tabela correspondem à avaliação do  $\Psi^{spot}$  para vários preços de um contrato anual de 1.230 MWh e flexibilização de 10%. A análise destas duas linhas leva a pensar que um preço razoável para este contrato estaria entre 62,25 e 68,25

\$/MWh, portanto, é realizada a análise do  $\Psi^{spot}$  para a condição de flexibilidade, fixando o preço do contrato em 62,25 \$/MWh.

As duas últimas linhas da tabela 3.7 mostram os resultados desta análise, onde pode ser observado que diminuindo a flexibilidade, o risco de não obter a receita esperada no mercado spot aumenta. Este é um resultado lógico do uso da flexibilidade por opção.

*Exemplo 3.3: Estudo de Caso em um sistema real.*

Neste exemplo, estuda-se o caso de uma empresa de distribuição localizada na região sudeste do Brasil, cuja demanda apresenta um crescimento aproximado de 4,5% ao ano. A figura 3.8 mostra a curva de carga esperada, os montantes de energia anual que esperam ser consumidos pelo agente e a porcentagem de crescimento da carga ao longo dos próximos 4 anos. As amostras de consumo são geradas através de (3.8) assumindo que a incerteza desta previsão é de 2% no primeiro ano, com aumento de 1% nos anos seguintes.

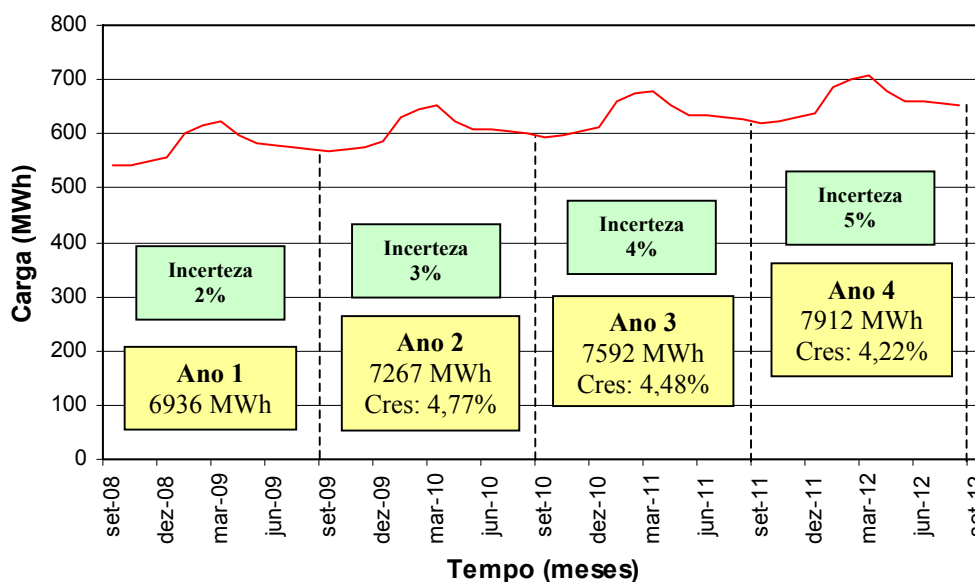


Figura 3.8: Estimativa de consumo para os próximos 4 anos de uma Empresa de Distribuição do sudeste do Brasil.

As amostras de preços do mercado spot (PLD) são obtidas deduzindo uma curva de probabilidade, baseada na simulação de vários cenários através do modelo de formação de preços usado no Brasil. Este modelo calcula o preço com base nas condições hidrológicas, na demanda total de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Estes dados, conhecidos como “Decks de preços”, estão disponíveis on-line para os agentes do setor no web-site da CCEE [3]. Os “Decks de preços” são arquivos dos programas NEWAVE e DECOMP, que correspondem ao modelo de cálculo do preço da energia

baseado num processo de otimização hidrotérmica, que produz o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Os resultados obtidos com estes programas são os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado. O PLD é um valor determinado com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada ano. Para 2008, de acordo com legislação da Aneel, o limite mínimo do PLD é de 15,47 R\$/MWh, enquanto que o limite máximo é 569,59 R\$/MWh.

A seguir será explicado o procedimento para obter a curva de probabilidade do PLD da região sudeste do Brasil, o qual pode ser melhorado na posse de maiores informações acerca dos cenários operativos simulados. Basicamente, foram simulados vários cenários operativos através de um modelo similar ao NEWAVE [43] tomando como base os “Decks de preços” disponíveis em [3]. Os resultados foram analisados estatisticamente obtendo uma aproximação à curva de densidade de probabilidade de ocorrência do PLD.

Em [44] é apresentada uma discussão de dados e premissas para geração de cenários operativos aplicados à contratação de energia elétrica, que permitiu construir os seguintes possíveis cenários para modelagem do PLD na região sudeste:

- *Cenário 1: Normal.* Este cenário consiste na simulação sem modificação dos dados (“Decks” de preços de setembro de 2008) disponíveis em [3].
- *Cenário 2: Com 50% da energia oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas.* Dado que nos últimos anos a construção de PCHs tem aumentado significativamente, esta simulação inclui o impacto no PLD devido ao atraso na construção destas usinas.
- *Cenário 3: Sem disponibilidade de gás natural.* Como analisado em [44], a disponibilidade de gás natural tem um profundo impacto no PLD. Esta simulação considera que o gás natural está disponível apenas para a PETROBRAS.
- *Cenário 4: Sem disponibilidade de gás natural e com 50% da energia oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas.* Este cenário seria o pior caso considerando uma combinação das situações simuladas nos cenários 2 e 3.

Cada cenário foi simulado através de um modelo similar ao NEWAVE, considerando as vazões hidráulicas de 4 anos consecutivos, obtidas do histórico dos últimos 70 anos. Assim para cada cenário, foi obtida uma matriz de possíveis CMOs com dimensão 70 (possíveis vazões anuais) x 48 (mês do horizonte de tempo estudado). O total de

amostras produzidas foi superior a 13400. Na figura 3.9 é apresentado o histograma de todas as amostras de CMO consideradas.

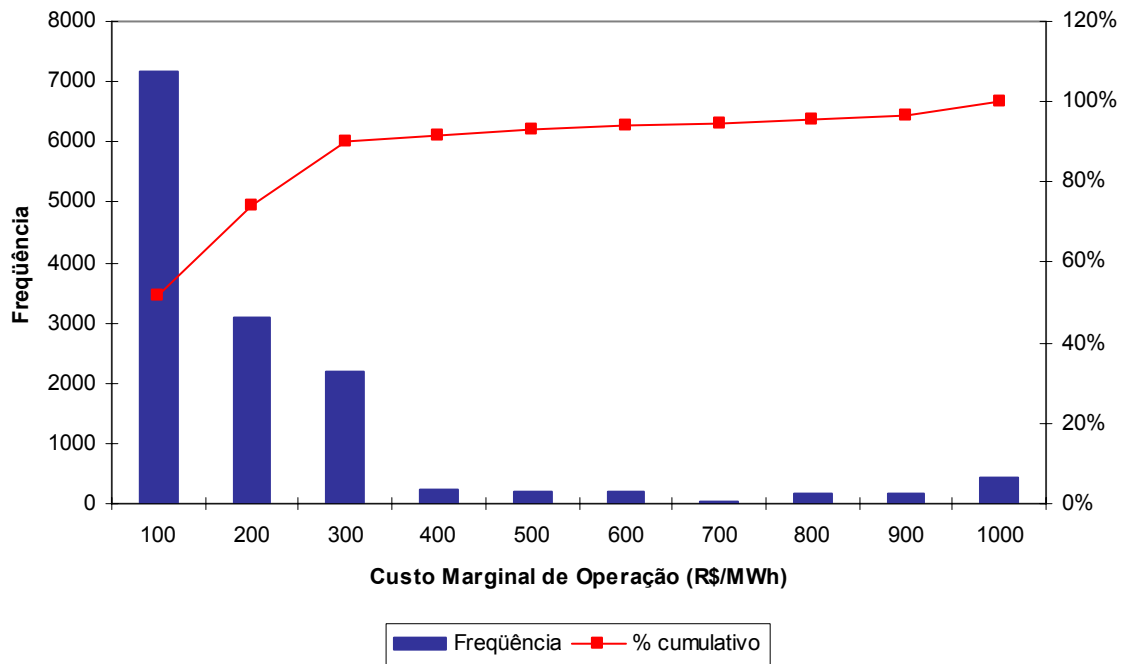


Figura 3.9: Histograma e curva de frequência acumulada do Custo Marginal de Operação de todos os cenários considerados.

Analisando o comportamento apresentado na figura 3.9 pode deduzir-se que a curva densidade de probabilidade do PLD segue um comportamento típico de uma distribuição tipo Pareto [18], [45]. Em [46] é apresentado um método muito simples para gerar amostras aleatórias cuja função de densidade de probabilidade é do tipo Pareto. O método consiste em gerar números aleatórios de uma função de distribuição exponencial cujo parâmetro de escala  $\lambda$  é um número aleatório gerado com uma função de distribuição gama. Portanto, com o propósito de produzir as amostras dos CMOs que acompanhem o comportamento da distribuição mostrada na figura 3.9 é implementada a seguinte equação:

$$CMO_m = R_{exp}(R_{gama}(k; \theta)) \quad (3.30)$$

Onde  $R_{exp}$  é uma função para gerar números aleatórios com distribuição de probabilidade exponencial, cujo parâmetro de escala está dado pela função  $R_{gama}$  que gera números aleatórios com distribuição de probabilidade gama, com um fator de escala  $\theta=75,35$  e de forma  $k=2$ . Uma descrição mais detalhada acerca da geração de números aleatórios pode ser consultada em [46].

Voltando ao exemplo, o agente comprador deseja adquirir as quantidades descritas na figura 3.8, com uma sazonalização proporcional à sua curva de carga e flexibilidade

opcional. As condições contratuais para iniciar o processo de negociação do contrato são descritas na tabela 3.8. Os valores de sazonalização desta tabela são os mesmos apresentados na figura 3.8.

Tabela 3.8: Resumo das condições contratuais do exemplo 3.3

Sazonalização do Contrato (MWh)													
Mês	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Total
Ano 1	540,6	543,6	549,2	557,6	602,5	615,9	622,3	595,6	580,7	579,7	575,6	572,6	6.936,0
Ano 2	566,7	569,9	575,7	584,5	631,0	645,1	651,8	623,9	608,2	607,2	602,9	599,7	7.266,6
Ano 3	593,6	596,8	602,9	612,2	658,5	673,2	680,2	651,0	634,7	633,6	629,2	625,8	7.591,9
Ano 4	619,5	622,9	629,3	639,0	685,9	701,2	708,4	678,1	661,1	659,9	655,3	651,8	7.912,3
Preço inicial = 160 R\$/MWh							Flexibilidade Inicial = 5%						

Para cada ano, é simulada a possível implementação do contrato bilateral com flexibilidade por opção, usando o modelo descrito por (3.12) a (3.14). Os dados de entrada desse modelo são as condições iniciais da tabela 3.8, as amostras de consumo e as amostras de PLD geradas através das equações (3.8) e (3.30) respectivamente. Aplicando o método de Monte Carlo, é feita esta simulação 1000 vezes, anotando o nível de ICC e de  $\varepsilon^{spot}$ . Os resultados são analisados estatisticamente para obter o risco de ICC ( $\Psi^{ICC}$ ) e de exposição negativa no mercado spot ( $\Psi^{spot}$ ). Os riscos calculados são comparados com os níveis de tolerância especificados pelo comprador; neste exemplo usaremos  $\rho^{ICC} = \rho^{spot} = 10\%$ . Na tabela 3.9 são apresentados os riscos calculados para o primeiro ano do contrato, simulando várias condições contratuais.

Tabela 3.9: Riscos calculados para várias condições contratuais do Exemplo 3.3.

$\pi = 160$ R\$/MWh, Flexibilidade = $\pm 5\%$			$E^{BCC} = 6990$ , Flexibilidade = $\pm 5\%$			$E^{BCC} = 6990$ , $\pi = 300$ R\$/MWh,			$E^{BCC} = 6990$ , Flexibilidade = $\pm 2\%$		
$E^{BCC}$	$\Psi^{ICC}$	$\Psi^{spot}$	$\pi$	$\Psi^{spot}$	—	Flex	$\Psi^{spot}$	—	$\pi$	$\Psi^{spot}$	—
7000	5,4	0,5	390	13,0	--	7%	1,3	Faixa de Negociação	240	21,1	--
6995	6,5	0,7	<b>360</b>	<b>12,0</b>	Faixa de Negociação	6%	2,9		220	17,3	--
<b>6980</b>	<b>12,9</b>	0,5	330	6,7		5%	5,4		200	12,8	--
6965	24,2	0,0	300	5,9		<b>4%</b>	<b>10,0</b>		<b>180</b>	<b>10,8</b>	Faixa de Negociação
6950	35,7	0,1	220	1,4		3%	17,4		160	5,9	
6936	51,1	0,0	130	0,2		2%	31,5		140	5,4	
6900	82,3	0,0	100	0,1		1%	59,6		120	1,9	
6800	100,0	0,0	80	0,0		0%	83,0		100	0,7	

A tabela 3.9 está dividida em quatro blocos. Cada bloco corresponde a uma rodada de negociação. Na primeira rodada é definido o bloco de energia que será comprado no

primeiro ano. Neste bloco vemos que para  $\rho^{ICC} < 10\%$  a quantidade contratual a ser adquirida deve ser maior do que 6980 MWh. O comprador decide negociar um bloco de 6990 MWh. O segundo bloco mostra que para preços inferiores a 360 R\$/MWh o risco de exposição no mercado spot é menor do que 12%. Este preço é o máximo valor que o comprador estaria disposto a pagar pela energia adquirida através do contrato com as condições já descritas. Assim o agente submete ofertas até 360 R\$/MWh dentro da faixa de negociação mostrada no segundo bloco da tabela 3.9.

O terceiro bloco mostra várias flexibilidades, supondo que o vendedor aceita um preço de 300 R\$/MWh. Este bloco mostra que diminuindo a flexibilidade, o risco no mercado spot aumenta. Nesse caso, o comprador só pode aceitar propostas de flexibilidade acima de 4%, portanto, o comprador deve começar propondo flexibilidades altas e ir reduzindo as propostas até 4% para conseguir fechar o contrato com o vendedor. Neste bloco pode ser visto que a faixa de negociação da flexibilidade que tem o agente comprador vai de 7% até 4%.

No caso em que o vendedor não aceita as propostas de flexibilização do comprador, ele propõe que, para diminuir a flexibilidade, o vendedor diminua o preço do contrato. Os dois agentes concordam em fixar a flexibilidade em 2% (igual à incerteza no consumo do comprador) e re-negociar o preço do contrato. O quarto bloco mostra os preços contratuais em função do risco no mercado spot. Neste bloco pode observar-se que, se o vendedor oferecer reduzir o preço em um valor inferior a 180 R\$/MWh, o comprador aceita e o contrato é implementado.

Para a negociação da energia do segundo ano, o comprador utiliza o mesmo procedimento de negociação. Na primeira rodada, começa requerendo um preço de 180 R\$/MWh e uma flexibilidade de 2%. Com estes valores o comprador determina que deve comprar no segundo ano um bloco de energia superior a 7350 MWh, para não ficar exposto a multas por ICC. Na segunda rodada para negociação do preço e flexibilidade, para uma flexibilidade de 2%, ele só aceita negociar por um preço contratual inferior a R\$ 135/MWh. Numa terceira rodada, para flexibilidade de 3% ele aceita negociar até R\$ 180/MWh e numa quarta rodada, para flexibilidade de 4%, ele aceita negociar até 225 R\$/MWh. A negociação termina na segunda rodada, quando o vendedor aceita fornecer a energia por um preço de 180 R\$/MWh com flexibilidade de 3%.

Seguindo este procedimento, os resultados da negociação do contrato, para os anos subsequentes, são mostrados na tabela 3.10. Nesta tabela pode ser observado como as quantidades contratuais são maiores que a carga prevista, devido a que incerteza aumenta a

cada ano, sendo necessário adquirir um montante maior de energia para garantir que a *ICC* estará abaixo da tolerância permitida. Também pode ser observada a influência na implementação do contrato devido à condição de flexibilidade. Quanto maior a flexibilidade requerida para diminuir o risco no spot, mais difícil fica fechar a negociação. Isto acontece por que o preço que está disposto a pagar o comprador diminui com a diminuição do risco no spot ou seja, a menor risco, menor deve ser o preço contratual, do ponto de vista do comprador.

Tabela 3.10: Limites da Negociação do Contrato do Exemplo 3.3 para os 4 anos de duração.

Ano	1	2	3	4
Carga [MWh]	6936	7267	7592	7912
$E^{BCC}$ [MWh]	6990	7350	7700	8060
Preço [R\$/MWh]	180	180	160	185
Flexibilidade [%]	±2	±3	±4	±5

Este exemplo ilustra de forma mais clara como a ferramenta de negociação de contratos pode ser usada na negociação de contrato bilateral através da modalidade de leilão. No caso, as empresas distribuidoras encaminham as suas necessidades de energia para a primeira fase do leilão e na segunda fase podem submeter os limites máximos de preços que estão dispostas a pagar para vários níveis de flexibilidade. O uso desta ferramenta por parte dos agentes de maneira simultânea, permite que a negociação alcance rapidamente o equilíbrio ou que ambos agentes percebam que não é conveniente fazer o contrato.

### 3.9. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo é feita uma descrição dos agentes compradores para analisar a formulação do modelo de negociação de contratos do ponto de vista do comprador. É identificado como objetivo dos compradores a minimização dos pagamentos oriundos da compra de energia elétrica, considerando a participação do agente no mercado spot, bem como possíveis penalidades por Insuficiência de Cobertura Contratual (*ICC*).

É apresentado o conceito de otimização da carteira do comprador que será de utilidade para a negociação de contratos bilaterais. A formulação deste problema é descrita em detalhe, incluindo os custos de possíveis penalidades por *ICC*, obtendo como resultado uma função de pagamentos anuais do comprador que além de considerar as penalidades, evidencia o custo de oportunidade de comprar a energia no mercado spot.

As condições de sazonalização e flexibilização requeridas pelo comprador do contrato são analisadas em detalhe, ressaltando as diferenças com o modelo do ponto de vista do agente vendedor, apresentadas no capítulo 2. A formulação do risco de ICC é apresentada para o comprador de maneira similar à formulação do risco de IL apresentada para o vendedor na seção 2.4. Da mesma maneira, a formulação do risco de exposição negativa no mercado spot é feita e analisada do ponto de vista do comprador. Adicionalmente é definido e discutido o nível de proteção de um contrato bilateral, concluindo que esta medida não é útil durante a negociação de contratos bilaterais, mas que permite avaliar EX-POST a proteção fornecida pelo contrato contra a volatilidade de preços no mercado de curto prazo.

A ferramenta desenvolvida para a negociação de contratos bilaterais por parte do comprador é apresentada em forma de um fluxograma, mostrando a sua facilidade de implementação em dois exemplos usando flexibilidade por obrigação e flexibilidade por opção. Os resultados do exemplo usando a ferramenta de negociação de contratos quando existe flexibilidade por obrigação mostram que o comprador deve assumir uma certa margem de exposição negativa no mercado spot para avaliar o preço e a flexibilização do contrato. A exposição negativa assumida pelo comprador nesse caso é razoável do ponto de vista do princípio da flexibilização por obrigação. O exemplo de flexibilização por obrigação, mostrou que nem sempre maiores flexibilidades representam maior proteção o comprador, especialmente quando os preços no spot são influenciados pelo comportamento do consumo.

É apresentado um exemplo onde é usada a ferramenta proposta para a negociação de um contrato com flexibilidade por opção. Os resultados mostram que a flexibilização por opção permite uma proteção maior para o comprador do que a flexibilização por obrigação, além de permitir uma faixa de negociação maior entre as partes envolvidas, bem como uma diminuição dos pagamentos graças à participação do agente no mercado spot.

Um exemplo usando dados reais, mostra a utilidade da ferramenta proposta, ainda para a negociação de contratos de longo prazo com horizontes de tempo maiores que um ano. Neste exemplo é mostrada a utilidade da ferramenta para avaliar as condições contratuais em cada ano, incluindo variáveis como crescimento da carga e incerteza. Além disso foi deduzida a curva de probabilidade do PLD da região sudeste do Brasil, para aumentar a previsão da ferramenta proposta.



## 4. CONCLUSÕES

### 4.1. CONCLUSÕES GERAIS

É apresentada uma metodologia com o propósito de fornecer suporte no processo de decisão durante a negociação de contratos bilaterais de longo prazo do ponto de vista de agentes vendedores, como GENCOS cujo parque gerador é composto principalmente por usinas hidrelétricas. O modelo também é formulado do ponto de vista de agentes compradores como DISCOS, considerando possíveis penalidades por insuficiência de energia disponível para cobrir o seu próprio consumo, bem como a participação do agente no mercado spot. A ferramenta desenvolvida considera a análise em um horizonte de tempo anual no qual está sendo negociado um determinado bloco de energia, sendo que para contratos com horizontes de tempo maiores que um ano, seja aberta a possibilidade de revisão anual das condições contratuais.

A análise do ponto de vista do vendedor considera o conceito de Energia Assegurada das usinas hidrelétricas, sendo que durante a negociação de um novo contrato, as GENCOS devem considerar os requisitos impostos pelo órgão regulador para evitar possíveis déficits de energia disponível. Caso estes requisitos não sejam satisfeitos, a GENCO pode ser penalizada. Neste sentido, a ferramenta proposta do ponto de vista do agente vendedor, fornece informação acerca do risco de déficit de energia disponível, causado por um novo contrato que está sendo negociado, permitindo à GENCO estimar a viabilidade da realização do contrato. Além disso, usando a técnica proposta para a negociação de novos contratos é possível estimar o seu impacto na exposição do agente no mercado de curto prazo.

O modelo proposto também considera condições contratuais como a sazonalização requerida pelos compradores para acompanhar o comportamento da carga, bem como a condição de flexibilização. Esta última é discutida em detalhe, analisando duas modalidades de flexibilidade requeridas pelos compradores. A primeira é a flexibilidade por obrigação cujo propósito é compensar variações inesperadas da carga e, a segunda é a flexibilidade por opção cujo propósito é otimizar a participação do agente no mercado de

curto prazo. Vários exemplos são apresentados para ilustrar as duas modalidades de flexibilização bem como as suas vantagens e desvantagens.

A técnica proposta está baseada na simulação da implementação do contrato usando o Método de Monte Carlo, no qual são modelados o comportamento aleatório da produção de energia da GENCO (do ponto de vista do vendedor), o consumo da carga (do ponto de vista do comprador) e os preços do mercado spot. Os resultados do ponto de vista do vendedor, mostram que conhecendo o risco de déficit de energia é possível avaliar a quantidade anual que é possível comprometer em um novo contrato. Adicionalmente, sabendo o risco de exposição negativa no mercado de curto prazo é possível avaliar o preço contratual e a porcentagem de flexibilidade que pode ser oferecida durante uma sessão de negociação.

Da mesma maneira, os resultados do ponto de vista do comprador mostram que a quantidade contratual pode ser selecionada conhecendo o risco de insuficiência de cobertura da carga e que sabendo o risco de exposição no mercado spot, o preço do contrato e a flexibilidade podem ser avaliadas em um processo iterativo de negociação de propostas e contra-propostas. Foi verificado que o uso desta ferramenta, por parte dos vendedores e dos consumidores de maneira simultânea, alcança o ponto de equilíbrio permitindo fechar a negociação do contrato. Portanto, a importância desta ferramenta para suportar o processo de decisão durante a negociação, bem como a simplicidade da sua implementação, são atributos desejáveis pelos agentes participantes do mercado.

## **4.2. TRABALHOS FUTUROS**

A seguir é feita uma proposta para trabalhos futuros que complementaríamos a presente pesquisa:

1. *Gerenciamento ou negociação simultânea de vários contratos bilaterais*: Dado que o vendedor favorecido depois de um leilão de energia deve assinar contratos bilaterais com as DISCOS que declararam a sua necessidade de energia previamente ao leilão, um trabalho futuro que complementaria a presente pesquisa é a negociação simultânea da condição de sazonalização de contratos bilaterais. A otimização e o gerenciamento destes contratos podem ser estudados tanto do ponto de vista do comprador como do vendedor.

2. *Incorporação de técnicas de previsão mais elaboradas* que melhor incluam os efeitos intertemporais de amostras, preços, disponibilidade de geração, afluências, etc.
3. *Estudo da negociação de contratos em mercados imperfeitos*: Este é um dos objetivos almejados na realização desta pesquisa, que consiste em estudar a negociação de contratos quando existe um monopólio ou oligopólio que possui poder de mercado. Até agora a modelagem apresentada tem considerado a situação na qual o mercado de eletricidade é perfeito, mas esta situação nem sempre acontece em mercados reais devido à transição gradual entre o modelo verticalmente integrado do setor elétrico e o novo modelo com separação das atividades.

O poder de mercado de um vendedor é a habilidade para, de forma rentável, manter os preços acima do nível competitivo por um período significativo de tempo. Em economia, o poder de mercado é definido como a habilidade de alterar um preço para obter lucro ou benefício econômico além do nível competitivo. O poder de mercado é um sintoma de setores com monopólios onde exercer esse poder pode elevar os preços e baixar a eficiência do mercado [12], [47].

Estudos mostram que o poder de mercado é mitigado através da implementação de contratos bilaterais, portanto, estabelecer o grau de diminuição do poder de mercado devido à implementação de um contrato bilateral é um assunto interessante de ser pesquisado. Do ponto de vista do agente vendedor com poder de mercado, obter uma medida do impacto no seu lucro pela implementação de um contrato lhe permite estabelecer a melhor estratégia para ofertar no mercado de curto prazo e para negociar no mercado bilateral.

Do ponto de vista do comprador, analisar qual seria a melhor estratégia durante a negociação de contratos com GENCOS que possuem poder de mercado, é um tema que ainda precisa maiores pesquisas.

4. *Implementação da metodologia em um leilão de energia real*: Poderiam ser feitos testes de implementação da metodologia em um novo tipo de leilão de energia na qual, na primeira fase, as empresas distribuidoras encaminham suas necessidades de energia e os geradores submetem ofertas de blocos de energia. Na segunda fase as empresas distribuidoras submetem ofertas de preços os quais estão dispostas a pagar para várias condições de flexibilização. Os geradores também submetem ofertas de preços que estão dispostos a aceitar para fornecer o bloco de energia com

várias condições de flexibilidade. Desta maneira, pela lei de oferta e demanda, o preço de equilíbrio considerando flexibilidade pode ser facilmente alcançado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. HUNT, *Making Competition Work in Electricity*. New York: Willey & Sons, junho de 2002.
- [2] L.A. BARROSO, J.M. BRESSANE, M. JUNQUEIRA, L.M. THOMÉ, I. CAMARGO, S. BINATO, G.C. OLVEIRA, M.V. PEREIRA. “Transmission Structure in Brazil: Organization, Evaluation and Trends”. *Panel on Organization of transmission structures in Latin America – IEEE General Meeting*, Denver, June 2004.
- [3] Website da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE. [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).
- [4] J. C. MATEUS, P. CUERVO, D. JANNUZZI, “Bilateral Contracts Management in Hydrothermal Generation with Available Energy Risk”, aprovado para apresentação oral na *16<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference – PSCC2008*, Glasgow – Scotland, July 14 – 18, 2008.
- [5] J. C. MATEUS, P. CUERVO, D. JANNUZZI, “Bilateral Contract Negotiation in Hydrothermal Systems with Energy and Financial Risks”, aprovado para apresentação oral na *5<sup>th</sup> International Conference on the European Electricity Market – EEM 08*, Lisbon – Portugal, May 28 – 30, 2008.
- [6] J. C. MATEUS, P. CUERVO, D. JANNUZZI, “Hydrothermal Bilateral Contract Negotiation with Energy and Financial Risks Analysis”, aprovado para apresentação oral no *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Pittsburgh – USA, July 20 – 24, 2008.
- [7] A. UGEDO, E. LOBATO, A. FRANCO, L. ROUCO, J. FEMINDEZ-CARO, J. DE-BENITO, J. CHOFRE, J. DE-LA-HOZ, “Stochastic Model of Residual Demand Curves with Decision Trees”, *Power Engineering Society General Meeting Conference Proceedings*, Toronto Canada, pp. 979 – 984, July 13 – 17, 2003.
- [8] A. MANIN-CALMAM, I. DE-LA-FUENTE, “New forecasting method for the residual demand curves using time series (ARIMA) models”, *Proceedings of 7th International Conference on Probabilistic Methods*, Napoles, Italy. September 2002.

- [9] A. MARULANDA, M. BRICEÑO, K. FUENMAYOR, “Market Power Exercised by Oligopolistic Generating Companies in Imperfect Electricity Markets”, *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006, 15-18 Agosto de 2006.
- [10] D. KIRSCHEN, G. STRBAC, “Fundamentals of Power Systems Economics”, John Wiley & Sons, England, 2004.
- [11] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE, “Regras de Comercialização versão 2008”, Contabilização, Módulo 3 – Contratos, Resolução Normativa ANEEL n° 293/2007.
- [12] A. KUMAR DAVID, FUSHUAN WEN, “Market Power in Electricity Supply”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 16, No. 4, pp. 352 – 360, December, 2001.
- [13] R. KELMAN, L. A. BARROSO, M. V. PEREIRA, “Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 354 – 359, August, 2001.
- [14] S.E. KHATIB, F.D. GALIANA, “Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp. 553 – 562. May 2007.
- [15] C. C. LIU, H. SONG, J. LAWARRÉE, R. DALHGREN. “New Methods for Electric Energy Contract Decision Making”, *International Conference on Electric Utility Deregulation and restructuring and Power Technologies 2000*, London april, 2000.
- [16] R. A. JABR, “Robust self-scheduling under price uncertainty using conditional value-at-risk”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 4, pp. 1852 – 1858, November, 2005.
- [17] M. F. DE OLIVEIRA, G. A. B. ARFUX AND R. C. G. TEIVE, “Risk Management in the Commercialization Activity in Brazil – An Approach by Using Markowitz, VaR and CVaR”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Caracas – Venezuela, 2006.
- [18] P. EMBRECHTS, C. KLÜPPELBERG, T. MIKOSCH. “Modelling Extremal Events for Insurance and Finance”. New York: Springer, 1997.
- [19] S. GHAHRAMANI, “Fundamentals of Probability with stochastic Processes”, 3rd Edition, Pearson Prentice Hall, New Jersey – USA, 2005.

- [20] M. SHAHIDEHPOUR, H. YAMIN, Z. LI, “Market Operation in Electric Power Systems”, Wiley – Interscience, New York – USA, 2002.
- [21] R. DAHLGREN, C. LIU, J. LAWARREE, “Risk Assessment in Energy Trading”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 503 – 511, may 2003.
- [22] S. URYASEV, “Conditional Value-at-Risk: Optimization Algorithms and Applications”, *Computational Intelligence for Financial Engineering – CIFEr*, pp. 49 – 57, March 26 – 28, 2000.
- [23] F. D. GALIANA, I. KOCKAR, P. CUERVO, “Combined Pool/Bilateral Dispatch: Part I – Performance of trading strategies”. *IEEE transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 1, pp. 92-99, fevereiro de 2002.
- [24] I. KOCKAR, F. D. GALIANA, “Combined Pool/Bilateral Dispatch: Part II – Curtailment of firm and non-firm Contracts”. *IEEE transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1184-1190, novembro de 2002.
- [25] P. CUERVO, I. KOCKAR, F. D. GALIANA, “Combined Pool/Bilateral Dispatch: Part III – Unbundling Cost of Trading Services”. *IEEE transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1191-1198, novembro de 2002.
- [26] H. SONG, C. LIU, J. LAWARRÉE, R. DAHLGREN, “Optimal Electricity Supply Bidding by Markov Decision Process”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp 618 – 624, may 2000.
- [27] R. BJORGAN, H. SONG, C. C. LIU, R. DAHLGREN. “Pricing Flexible Electricity Contracts”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 477 – 482. maio, 2000.
- [28] E. TANLAPCO, J. LAWARREE, C. LIU, “Hedging with Future Contracts in a Deregulated Electricity Industry”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 503 – 511, may 2003.
- [29] J. XU, P. B. LUH, F. B. WHITE, E. NI, K. KASIVISWANATHAN, “Power Portfolio Optimization in Deregulated Electricity Markets with Risk Management”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, pp. 1653 – 1662, November 2006.
- [30] A. J. CONEJO, F. J. NOGALES, J. M. ARROYO, R. GARCIA BERTRAND, “Risk-Constrained Self-scheduling of a Thermal Power Producer”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1569 – 1574, August 2003.

- [31] A. J. CONEJO, J. M. ARROYO, J. CONTRERAS, F. A. VILLAMAYOR, “Self-scheduling of a Hydro Producer in a pool-based electricity market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1265 – 1272, November 2002.
- [32] R. WANG, J. C. SHANG, X. Y. ZHOU, Y. C. ZHANG, “Risk Assessment and Management of Portfolio Optimization for Power Plants”, *2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*. Dalian, China.
- [33] A. J. WOOD, B. F. WOLLEMBERG, “Power Generation, Operation and Control” 2nd Edition, John Willey & Sons, New York – USA, 1996.
- [34] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, “Procedimento de Comercialização PdC CO.11 – Sazonalização de CCEAR”, versão 3, Dezembro de 2006.
- [35] K. NEIL STANTON, P. C. GUPTA, “Forecasting Annual or Seasonal Peak Demand in Electric Utility Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. Pas-89, No. 5/6, pp. 951 – 959. May/June 1970.
- [36] IEEE LOAD FORECASTING WORKING GROUP, “Load Forecast Bibliography – Fase I”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 1, pp. 53 – 58. Jan./Feb. 1980.
- [37] L.M.V.G. PINTO, J. SZCZUPAK, L.H. MACEDO, C.F. SZCZERBACKI, J. PASCON, C. ALMEIDA, R SEMOLINI, “A new approach to load forecast: Incorporating climate, economic and social behavior predictions” *Power Tech*, 2005 IEEE Russia, 27-30 June 2005.
- [38] M. S. KANDIL, S. M. EL-DEBEIKY, N. E. HASANIEN, “Long-Term Load Forecasting for Fast Developing Utility Using a Knowledge-Based Expert System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, No. 2, pp. 491 – 496. May 2002.
- [39] J. W. TAYLOR R. BUIZZA, “Neural Network Load Forecasting with Weather Ensemble Predictions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 626 – 632. August 2002.
- [40] H. V. HAGHI, S.M. MOGHADDAS TAFRESHI, “An Overview and Verification of Electricity Price Forecasting Models”, *International Power Engineering Conference 2007 – IPEC 2007*, pp. 724 – 729. 3-6 Dec. 2007.



- [41] N. AMJADY, M. HEMMATI, “Energy Price Forecasting – Problems and Proposals for such Predictions”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 4, No. 2, pp. 20 – 29. March-April 2006.
- [42] J. BASTIAN, JINXIANG ZHU, V. BANUNARAYANAN, R. MUKERJI, “Forecasting Energy Prices in a Competitive Market” *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12, No. 3, pp. 40 – 45. July 1999.
- [43] L. PINTO, M. PEREIRA, “Stochastic Optimization of a Multireservoir System – a Decomposition Approach”, *Water Resources Research*, 1985.
- [44] J. R. CÔRTEZ PIRES, “Otimização e Geração de Cenários Aplicadas à Contratação de Energia Elétrica”, Tese de Doutorado do Instituto Tecnológico da Aeronáutica, São José dos Campos, 2008.
- [45] S. KOTZ, S. NADARAJAH. “Extreme Value Distributions: Theory and Applications”. London: Imperial College Press, 2000.
- [46] L. DEVROYE, “Non-Uniform Random Variate Generation”. Springer-Verlag, New York 1986.
- [47] PENG WANG, YU XIAO, YI DING, “Nodal market power assessment in electricity markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1373 – 1379, August, 2004.